

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

подпись

« _____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Разработка трудноизвлекаемых запасов Баженовской свиты на примере
месторождение Цветное с использованием технологий многостадийного ГРП.

Руководитель _____ к. т. наук, доцент Е.Л. Морозова
подпись _____ дата

Выпускник _____ К.Ю. Ефремов
подпись _____ дата

Консультанты:

Безопасность и экологичность проекта _____ Е.В. Мусияченко
подпись _____ дата

Нормоконтроллер _____ С.В. Коржова
подпись _____ дата

Красноярск 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

подпись

« _____ » _____ 2017

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работы

Студенту Ефремову Кириллу Юрьевичу

Группа ГБ 13-03

Направление (специальность)

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Разработка трудноизвлекаемых запасов Баженовской свиты на примере месторождение Цветное с использованием технологий многостадийного ГРП.

Утверждена приказом по университету №_____ от _____

Руководитель ВКР: Е.Л.Морозова, кандидат технических наук, доцент,
кафедра РЭНГМ, ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Тексты и графические материалы отчетов и научно – исследовательских работ, фондовая и периодическая литература

Перечень разделов ВКР: 1 Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения; 2 Технологическая часть; 3 Специальная часть; 4 Безопасность и экологичность;

Руководитель ВКР _____ Е.Л. Морозова

Задание принял к исполнению _____ К.Ю. Ефремов

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа «Разработка трудноизвлекаемых запасов Баженовской свиты на примере месторождение Цветное с использованием технологий многостадийного ГРП».

Настоящая дипломная работа содержит 86 страниц, 8 таблиц, 19 рисунков.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ПРОППАНТ, ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА.

Данная работа посвящена опыту применения новых технологий для разработки трудноизвлекаемых запасов пласта Ю0 баженовской свиты месторождения Цветного – проведение многостадийного гидроразрыва пласта на скважинах с горизонтальным окончанием.

В данном дипломном проекте решаются такие задачи как:

- повышение нефтеотдачи Баженовской свиты методом многостадийного гидравлического разрыва пласта в скважине с горизонтальным направлением, на Цветном месторождении.
- обоснованность применения многостадийного ГРП
- рассмотрение самой технологии и анализ показателей разработки после проведения.

Данный метод оказался наиболее эффективным для повышения нефтеотдачи.

1 Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения	8
1.1 Общие сведения о месторождении.....	9
1.2 Геологическое строение месторождения и залежей	10
1.2.1 Стратиграфия	10
1.2.2 Тектоника	14
1.2.3 Нефтегазоносность	20
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов	27
1.4 Свойство и состав нефти.....	30
1.5 Подсчетные параметры, балансовые запасы нефти	32
1.6 Баженовская свита.....	37
1.7 Выводы к разделу 1	40
2 Технологическая часть.....	40
2.1 Сущность ГРП	41
2.2 Геометрия трещины	43
2.2.1 Факторы, влияющие на геометрию трещины	43
2.3 Нагнетательный тест и параметры ГРП.....	44
2.4 Осуществление ГРП.....	45
2.5 Жидкости ГРП.....	47
2.5.1 Виды жидкостей разрыва	47
2.5.2 Свойства жидкости разрыва.....	47
2.5.3 Вязкость жидкости	48
2.6 Проппант.....	49
2.6.1 Типы проппанта.....	49
2.7 Дизайн ГРП.....	49
2.7.1 Необходимость дизайна ГРП	50
2.7.2 Контролируемые и неконтролируемые факторы.....	50

2.8 Оборудование для ГРП	51
3 Специальная часть.....	61
3.1 Многостадийное ГРП.....	61
3.1.1 Особенности внутрискважинного оборудования и процесса подготовки скважины к МГРП	62
3.1.2 Особенности процесса проведения МГРП	63
3.1.3 Особенности процесса освоения после МГРП	66
3.1.4 Муфты ГРП активируемые шарами	66
3.2 Технология МГРП скважина Б-1 Цветного месторождение.....	68
4 Безопасность и экологичность.....	76
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	76
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	78
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	78
4.4. Обеспечение безопасности технологического процесса.....	80
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	81
4.6. Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	82
4.7. Экологическая безопасность	84
Заключение	86
Список использованных источников	87

ВВЕДЕНИЕ

В России, как и во всем мире, растет доля трудноизвлекаемых запасов, разработка которых традиционными технологиями является не эффективной и экономически не рентабельной. В связи с этим нефтедобывающими и сервисными компаниями ведется разработка и внедрение новых технологий для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Одной из таких технологий является горизонтальное бурение с многостадийным гидроразрывом пласта. Эта технология позволяет существенно увеличить объем дренируемой породы по сравнению с традиционным гидроразрывом пласта за счет образования систем трещин в горизонтальном стволе скважины.

В итоге, кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения охвата пласта, а также, увеличивается конечная нефтеотдача за счет выработки низкопроницаемых зон и пропластков.

Для эффективного проведения многостадийного гидроразрыва пласта необходимо учитывать технические характеристики конструкции скважин, геологические особенности продуктивных пластов (мощность пластов, наличие подстилающей воды, газовой шапки и.т.п.), а также проводить анализ экономических показателей проекта в целом.

В работе представлен анализ опытно-промышленных работ по применению многостадийного гидроразрыва пласта для разработки трудноизвлекаемых запасов пласта Ю0 баженовской свиты месторождения Цветного.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ метода многостадийного гидроразрыва пласта проведенного на месторождении Цветного.

1 Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Цветное месторождение расположено в западной части Томской области в центре Каргасокского административного района. Расстояние по прямой до областного центра – г. Томска 410 км, до районного центра – с. Каргасок 73 км (рисунок 1). В с. Каргасок имеются речной порт, аэродром, узел связи.

Территория месторождения представляет собой плоскую, заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину. Абсолютные отметки высот варьируют от 82 м в северо-восточной до 54.5 м. в юго-западной части месторождения. Относительные превышения - 25.9 м.

Залесенность площади составляет 99%, из них 24% - заболоченный лес. Лес представлен лиственными (береза, осина) и хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) породами.

Гидрографическая сеть в районе месторождения представлена рекой Васюган и её притоком: Чижалка. Реки имеют крутые, обрывистые берега, заросшие густым кустарником. Болота занимают примерно 40 % территории участка.

Климат резко континентальный с суровой, длительной зимой и коротким жарким летом. Среднесуточная температура зимой от -15°C до -40°C , летом – до $+35^{\circ}\text{C}$. Снежный покров достигает 1 – 1.5 м. Озера, реки и болота промерзают во второй половине декабря. Реки вскрываются в первой половине мая.

Через месторождение проходит грунтовая автомобильная дорога, идущая вдоль реки Васюган. Сообщение осуществляется по этой дороге, по р. Васюган, судоходной в течение всего летнего периода, и по зимним дорогам.

Расстояние до ближайшего магистрального нефтепровода и рядом идущего газопровода 60 км. Вдоль трубопроводов проходит линия электропередачи.

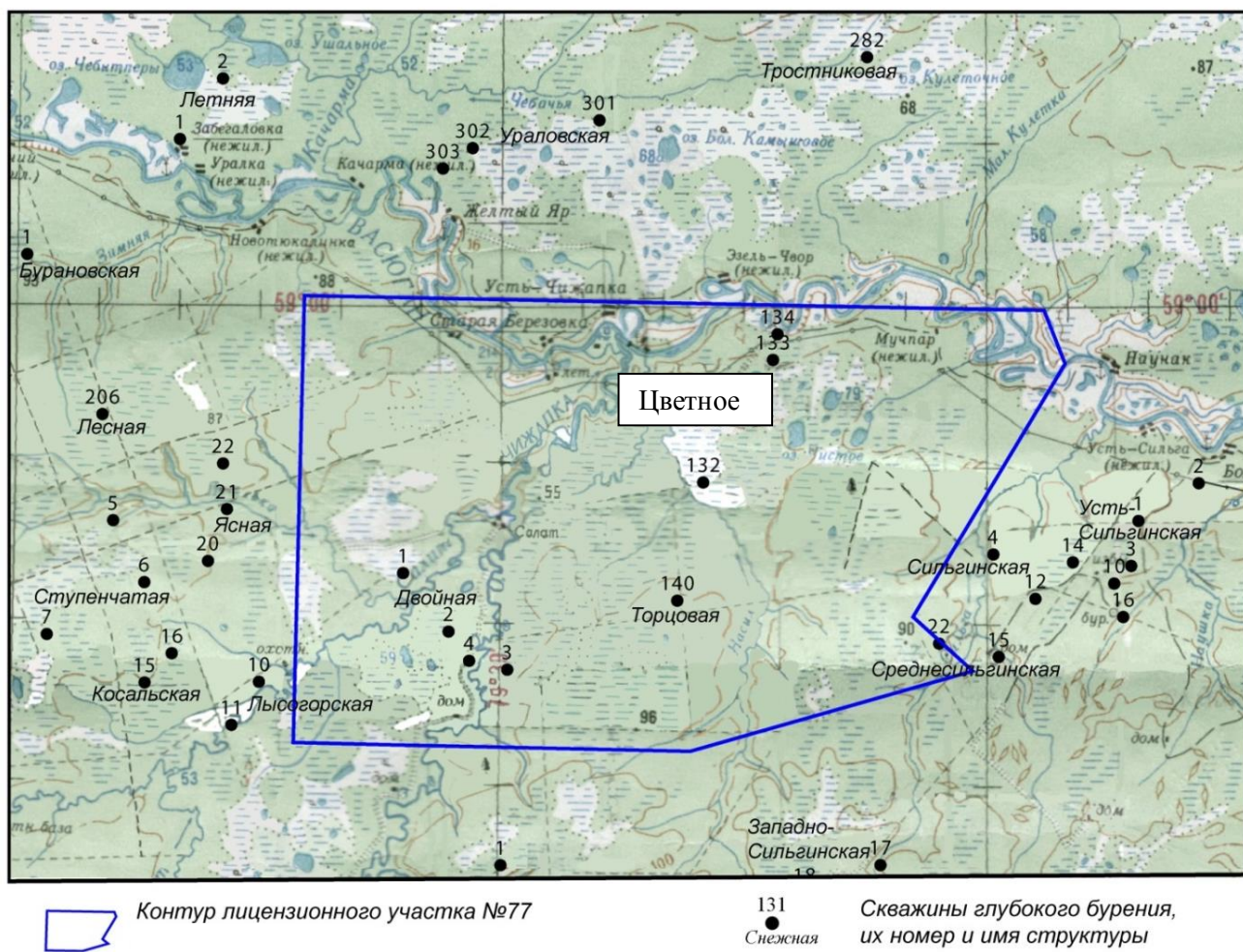


Рисунок 1 - Обзорная схема 77 лицензионного участка

1.2 Геологическое строение месторождения и залежей

1.2.1 Стратиграфия

В геологическом строении Цветного нефтяного месторождения принимают участие отложения палеозойского фундамента, терригенно-осадочные отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем (рисунок 2).

Расчленение разреза проведено по материалам геофизической интерпретации с использованием реперных геолого-геофизических горизонтов

регионального и зонального уровней в тринадцати пробуренных на месторождении поисковых, оценочных и эксплуатационных скважинах.

Доюрский комплекс отложений фундамента

Доюрский фундамент на Цветном месторождении представлен отложениями палеозоя, который вскрыт четырьмя скважинами: 131, 133, 134 и 170. Данными бурения охарактеризована самая верхняя часть доюрского разреза.

Проходка по фундаменту составила от 17 до 228 м. Керн отобран в трех скважинах (131, 134, 170). В основном фундамент представлен корой выветривания в виде брекчии глинистых выветрелых пород, а также базальтовыми и андезитовыми порфиритами, туфами, гранит-порфирами.

Платформенный комплекс

В мезозойско-кайнозойском осадочном чехле в районе работ выделены отложения юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Юрская система

Юрская система представлена отложениями тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит. Отложения юрской системы с перерывом в осадконакоплении и с угловым несогласием залегают на складчатом фундаменте.

Породы тюменской свиты (нижняя + средняя юра) формировались, преимущественно, в континентальных условиях, меньше – в прибрежно-морских, а, возможно, в обширных опресненных водоемах и представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов (речные и озерно-болотные осадки со значительной фациальной и литологической изменчивостью в горизонтальном направлении и вертикальном разрезе). Толща характеризуется обилием углефицированных растительных остатков и пропластками углей. Выделяются группы песчаных пластов Ю₁₆-Ю₂. Мощность тюменской свиты составляет 107- 298 м.

Наунакская (васюганская) свита (келловейский и оксфордский ярусы верхней юры) согласно залегает на породах тюменской свиты. Исследуемый

район находится в зоне перехода васюганской свиты в наунакскую. Вскрытые скважинами разрезы свидетельствуют о полифациальности условий осадконакопления - от прибрежно-морских (в незначительном объеме), до прибрежно-континентальных и континентальных.

Деление на верхневасюганскую и нижневасюганскую свиты не возможно так как для переходной зоны характерно отсутствие чистой глинистой нижневасюганской подсвиты. Деление разреза на надугольную и подугольную толщи весьма условно.

Разрез наунакской свиты условно делится на три пачки $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$, каждая из которых представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Границы между пачками проводятся довольно уверенно. Корреляция песчаных тел континентального генезиса возможна с определенной долей условности только в пределах пачки и поэтому все песчаные пропластки в пачке называются пласт $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$.

С отложениями пласта $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$ связана нефтегазоносность месторождения. Мощность пластов не выдержана по площади. В сводовой части (скв.131 и 133) они более или менее монолитны, а в крыльевых зонах представлены отдельными песчаными пропластками разделенными углисто-глинистыми разностями пород или замещающими этими породами частично или полностью.

Верхняя граница свиты проводится по появлению в разрезе темно-серых пород георгиевской свиты. Мощность наунакской свиты изменяется от 72 до 101 м.

Отложения георгиевской свиты получили повсеместное распространение по площади и представлены темно-серыми плотными аргиллитами с включениями белемнитов и пирита. Мощность свиты изменяется от 4 до 8м.

Меловая система

Для отложений меловой системы характерна значительная фациальная изменчивость. Неоднократная активизация тектонических движений и связанные с ними трансгрессивно-регрессивные циклы приводили к смещению

береговых линий древних морей. Осадки меловой системы разделены на ряд свит (снизу-вверх): куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская.

Морские осадки куломзинской свиты (берриасский, валанжинский ярусы нижнего мела) согласно залегают на отложениях баженовской свиты и представлены серыми аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков, сидерита (низы свиты). Первый песчаный горизонт, залегающий в непосредственной близости от баженовской свиты и содержащий песчаные пласты Б₁₆₋₂₀, получил название ачимовский пачки. Мощность свиты 237-265 м.

Отложения тарской свиты (валанжинский ярус нижнего мела) формировавшийся в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях представлены переслаиванием песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов. Нижняя граница свиты проводится по подошве нижнего пронизываемого пласта песчаников, сближенного со всей толщиной тарской свиты. Кровля свиты устанавливается по появлению в разрезе пестроцветных пород киялинской свиты. Осадки тарской свиты согласно, иногда регрессивно перекрывают отложения куломзинской свиты, а сами, в свою очередь, согласно перекрываются отложениями киялинской свиты. Мощность тарской свиты 51-66 м.

Осадки киялинской свиты (готеривский-барремский ярусы нижнего мела) формировавшиеся в условиях мелководно-морских, прибрежно-морских или лагунных представлены пестроцветными глинами, песками, алевролитами, гравелитами, иногда с прослоями мергелей и известняков. Выделяются песчаные пласты групп А и Б. Мощность киялинской свиты 504-584 м.

Морские и прибрежно-морские осадки алымской свиты (нижнеаптский ярус нижнего мела) представлены переслаиванием песков и глин. В нижней части свиты выделяется песчаный пласт А₁. Верхняя часть преимущественно сложена серыми глинами. Суммарная мощность 30 - 40 м.

Отложения покурской свиты (аптский, альбский ярусы нижнего мела, сеноманский ярус верхнего мела), формировавшиеся в континентальных и прибрежно-морских условиях, представлены мощной толщей континентальных и, частично, прибрежно-морских отложений, состоящих из серых песков и песчаников с прослоями серых алевроитистых и песчаных глин и алевроитов. Отмечены прослои глинистых известняков, мергелей, глинистых сидеритов, линзы и пропластки угля. В породах содержится большое количество растительных остатков. Внутри покурской свиты условно проводится граница между отложениями верхнего и нижнего мела. Мощность покурской свиты 745-869 м.

Верхнемеловые отложения представлены породами кузнецовской, ипатовской, славгородской и ганькинской свит и представлены переслаиванием песчаников, песков, алевролитов и глин.

Кайнозойская эра

Общая схема стратиграфии кайнозойских отложений выглядит следующим образом (снизу вверх): палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы. Для кайнозойской эры характерны две различные обстановки осадконакопления. Трансгрессия моря в палеоцене – раннем олигоцене привела к формированию мощной толщи морских осадков, над которой в олигоцене – неогене и четвертичном периоде формировались континентальные отложения. Посвитное описание кайнозойской части разреза не приводится. Суммарная мощность этих отложений составляет около 320 - 325 м.

1.2.2 Тектоника

В тектоническом отношении район работ находится в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты (ЗСП) представляет гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, отдельные части которого представлены структурами, сформировавшимися в завершающие фазы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского

циклов тектогенеза. Структурно-формационные зоны фундамента ЗСП были сформированы в течение рифейско-палеозойско-триасового времени несколькими геотектоническими этапами.

В пределах ЗСП выделяется несколько крупных разновозрастных блоков. Район лицензионного участка расположен в пределах Центрально-Западносибирского блока, время консолидации определяется как герцинское, что подтверждается возрастом пород и их составом. В плане Центрально-Западносибирская складчатая система представляет собой ряд субпараллельных антиклинорных зон, разделенных межгорными прогибами и внутренними впадинами. Эта складчатая система герцинид заложились в девоне и развивалась по инверсионной схеме. Девонско-каменноугольный комплекс, который выполнял первоначально прогнутые зоны, представлен терригенными и карбонатно-терригенными осадками. В завершающую стадию герцинского тектогенеза гранитизация терригенных толщ привела к их инверсии и формированию антиклинорных зон.

В начале триасового периода в процессе рифтогенеза были сформированы грабен-рифты, при этом произошел раскол литосферной плиты на мелкие блоки и их частичный раздвиг. Депрессионные зоны заполнились триасовыми эффузивно-осадочными образованиями.

На рисунке 2 приводится «Выкопировка из тектонической карты фундамента ЗСП», 1981, Сурков В. С., на которую вынесены границы лицензионного участка.

Лицензионный участок № 77 находится в пределах Назино-Сенькинского антиклинория, сложенного интенсивно дислоцированными и глубоко метаморфизованными комплексами предположительно позднего докембрия. Юго-западная часть участка захватывает Айгольский синклинорий, сложенный эффузивами основного состава, вероятно, относящимися к нижнему палеозою или даже верхнему докембрию. В течение континентального перерыва складчатые сооружения фундамента размывались и пенепленизировались. На этом этапе происходит формирование доюрской коры выветривания. К началу

прогибания ЗСП был сформирован эрозионно-тектонический рельеф поверхности доюрского фундамента.

Формирование платформенного чехла происходило в мезозое-кайнозое при спокойном тектоническом режиме. Вследствие затухающего остаточного импульса тектонических движений, длительность которого около 200 млн. лет, платформенные структуры развивались унаследованно структурам фундамента на протяжении всей мезозойской эры. Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам наблюдается до верхнемеловых или палеогеновых отложений. Начиная с верхнего мела, в верхней части платформенного чехла формируется новый структурный план, связанный с неотектоническими движениями.

Для всей территории ЗСП характерно наличие в региональном плане двух основных систем тектонических разломов северо-западного и северо-восточного простирания. Первые представляют собой разломы складчатого основания фундамента, вторые связаны с рифтогенезом. Значительная часть разрывных нарушений проникает в отложения платформенного чехла, оказывая существенное влияние на формирование в них залежей нефти и газа.

На рисунке 3 приводится «Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области» (Редактор В.С. Старосельцев, 1995г) Снежное локальное поднятие осложняет северо-западную периклиналь Парабельского мегавала. Двойное локальное поднятие находится в зоне сочленения Усть-Тымской впадины и Парабельского мегавала.

В структурном плане по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты), происходит уменьшение контрастности структурных форм. Поднятия выполаживаются, а прогибы становятся менее глубокими. Анализ структурных планов и сейсмических разрезов позволяет предположить унаследованный характер тектонического развития, заложенного в юрский период.

В пределах исследуемой территории основным продуктивным горизонтом являются отложения васюганской (наунакской) свиты. С учетом

толщин георгиевской свиты (2-16 м), структурный план по горизонту Па условно характеризует кровлю продуктивного горизонта Ю-I. Эрозионно-тектонические выступы фундамента в структурном плане по горизонту Па (подошва баженовской свиты) проявляются в виде цепочки локальных куполов.

Цветное локальное поднятие, более контрастное, представлено антиклинальной складкой северо-восточного простирания с пережимом в центральной части. Поднятие осложнено рядом мелких куполов, оконтуривается изогипсой –2370 м, амплитуда составляет 70 м.

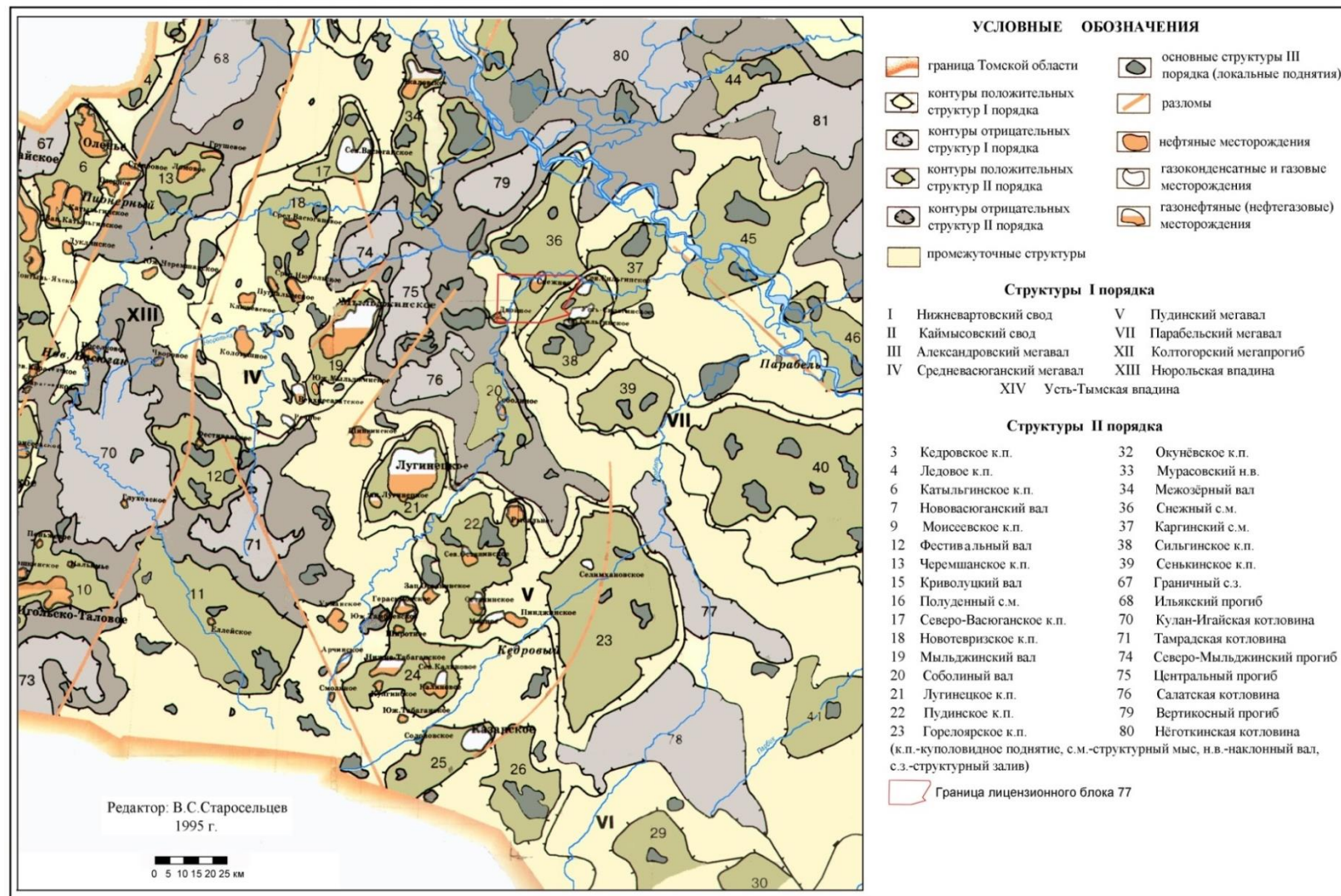


Рисунок 3 - Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области

1.2.3 Нефтегазоносность

Нефтегазоносность верхнеюрских отложений Цветной площади была установлена в 1967 году в результате бурения и испытания скважины № 131.

При бурении из интервалов 2422.9-2429.6 и 2438.6-2433.6 м (наунакская свита, пласт Ю₁²) поднято соответственно 0.55 м и 4.85 м песчаников с быстро улетучивающимся запахом нефти), а по данным газового каротажа при бурении интервала пластов Ю₁¹ и Ю₁² отмечалась высокая газонасыщенность раствора (по ТВД 20-30 см³/л)..

При испытании в колонне одновременно 3-х интервалов залегания песчаных пластов Ю₁¹ и Ю₁² в интервалах 2476-2466 м, 2447-2437 м, 2430-2408 м. и после повторного прострела интервалов 2408-2412 м, 2426-2430 м, 2441-2448 м (а.о. –2328.1-2332.1; 2346.1—2350.1; 2361.1-2368.1 м) на динамическом уровне 900 м получен приток нефти 1.5 м³/сутки и газа со среднесуточным дебитом 100 м³/сутки на 8-мм диафрагме. Газовый фактор равен 66.6 м³/м³.

Бурением и испытанием скважины № 131 было установлено, что пласты в верхней части юрских отложений нефтегазонасыщены и незначительные притоки из них объясняются плохими коллекторскими свойствами пород, слагающих их.

Скважина № 132 пробурена на расстоянии 5.4 км к юго-западу от скв №131. Перспективная часть разреза горизонта Ю₁, давшая при испытании скважины № 131 приток нефти и газа, в скважине № 132 залегает на 25 м гипсометрически ниже и оказалась представлена двумя маломощными (1,0 и 1,8 м.) пропластками песчаников с низкими коллекторскими свойствами. По керну и материалам ГИС песчаники нефтенасыщены.

По окончании бурения в скважине с помощью пластоиспытателя были опробованы отложения наунакской свиты и пласт Ю₂ тюменской свиты в интервале 2398-2558 м (а.о. –2338-2498 м). В связи с низкой фильтрационной характеристикой коллекторов и длительным воздействием на них фильтрата

глинистого раствора приток пластового флюида не получен. Объект характеризуется как практически «сухой».

После бурения 2-х скважин работы на площади были прекращены, и оценка запасов не производилась.

Второй этап поисково-разведочных работ приходится на 1983-84 годы, когда на месторождении были пробурены скв. №№ 133, 134.

Скважины № 133, заложенной в 3 км севернее от скважины № 131.

В скважине № 133, вскрывшей доюрский фундамент на глубину 224 м (2581-2805 м), из интервала 2623.3-2642.4 м отобрано 4.6 м керна с быстро улетучивающимся запахом нефти представленного трещиноватыми глинисто-кремнистыми и глинисто-опесчаненными породами. При испытании в колонне интервала 2623 – 2642 м. получен небольшой приток воды, минерализация – 4.2 г/л, газовый фактор – 2.4 м³/м³.

В скважине № 133 горизонт Ю₁ представлен пластами: Ю₁¹ (интервал 2390,8-2402,8 м; а.о. –2313,1-2318,1 м) и Ю₁² (интервал 2405.6-2440,2 м, а.о. – 2323,7-2358,3 м)

Оба пласта содержат признаки нефтенасыщения в керне и сложены мелкозернистыми, крепко сцементированными песчаниками .

При опробовании в процессе бурения интервала 2381-2426 м (пласт Ю₁¹ и верхняя часть пласта Ю₁²) получен приток газа. При испытании в колонне из интервала 2395-2404 м получен приток газа дебитом 35.7 т. м³/сут на 5 мм штуцере. При испытании пласта Ю₁² в колонне из интервала 2419-2433 м (а.о. – 2337.1-2351.1 м) получен приток нефти дебитом 0.24 м³/сут на штуцере 1 мм.

Таким образом, скважина № 133 подтвердила наличие газовой и нефтяной залежей в пластах Ю₁¹ и Ю₁² наунакской свиты в пределах Снежного поднятия.

С целью изучения распространения коллекторов и установления их мощности в крыльевых частях в 1984 г. на северо-западном крыле структуры была пробурена скважина № 134.

В разрезе скважины 134 песчаные отложения пласта Ю₁¹ замещены алевролитами (интервал 2440,5 – 2453,8 м), а коллектора пласта Ю₁² (интервал 2454,8-2477,9 м) представлены тремя маломощными (0,6-0,8 м.), слабопроницаемыми песчаниками которые по керну при выносе 100% и по материалам ГИЗ характеризуются как водонасыщенные.

Признаки нефти в керне отмечены только в трещиноватых аргиллитах нижней части баженовской свиты.

При опробовании в процессе бурения интервала пластов Ю₁¹ и Ю₁² (2449-2470 м) за 110 минут (депрессия 150 ат) получено 40 л нефти. Можно предположить, что приток нефти получен из алевролитов пласта Ю₁¹ той части разреза, которая не охарактеризована керном.

По материалам ГИС определенный интерес представляет интервал 2514-2523 м (пласт Ю₁³⁺⁴) насыщение которого неясное. В разрезе других скважин он не отмечается и поэтому не исключено, что в районе скважины 134 имеет место литологически экранированная залежь.

Результаты, полученные при бурении и испытании дополнительных скважин № 133 и 134, дали возможность проследить развитие коллектора по площади, оконтурить залежь пласта Ю₁², произвести по ней подсчет запасов нефти по категории С₁ и С₂.

Площадь подсчета запасов нефти категории С₁ была ограничена подсчетной границей на а.о. –2384 м, проведенной по кровле первого эффективного водонасыщенного пропластка в скв. 134 на севере, другие направления ограничиваются радиусом влияния продуктивной скважины.

Запасы категории С₂ были оценены в пределах условно принятого контура нефтеносности на а.о. –2384 м и условной линией, проведенной через скважину № 132 в широтном направлении.

По категории С₁ были представлены запасы в количестве 4040/1010 тыс.тонн при КИН – 0,25, по категории С₂ – 4412/882 тыс.тонн при КИН - 0,2. На уровне ЦКЗ извлекаемые запасы по категории С₁ были приняты в количестве 808 тыс.тонн.(КИН – 0,2).

В 1988 г. после ревизии все запасы категории C_2 были списаны, а балансовые запасы категории C_1 были отнесены к забалансовым. В 1996 г. запасы по месторождению были пересмотрены, и по причине низких коллекторских свойств и небольших притоков коэффициент извлечения нефти (КИН) был уменьшен с 0.20 до 0.10. В этом же году запасы вновь возвращены в балансовые и на 01.01.2004 г. они составляют по категории C_1 4040/404 тыс. тонн.

По пласту $Ю_1^1$ подсчет запасов не производился, так как при испытании в скважине 133 из интервала 2395-2404м получен приток газа дебитом 35.7 т. м³/сут на 5мм штуцере, а специальных исследований газоконденсатной залежи не производилось. В ранее испытанной скважине 131 при одновременном испытании пластов горизонта $Ю_1$ на устье отмечалось пульсирование газа –40-300 м³/сут на 8мм диафрагме – характерный признак при совместном испытании нефтяной и газовой залежей.

Цветное нефтяное месторождение, имеющее сложное геологическое строение, согласно действующих нормативных документов являлось не достаточно изученным на поисково-разведочном этапе и не подготовленным для промышленного освоения. В целях реализации лицензионного соглашения начат третий этап геологоразведочных работ. Этот этап включает: проведение на месторождении дополнительных сейсморазведочных работ и ряд мероприятия по интенсификации притоков нефти как в ранее пробуренных, ликвидированных скважинах так и во вновь пробуренных скважинах.

На основе проведенных сейсморазведочных работ была получена новая современная геолого-геофизическая основа, позволяющая составить модель месторождения и качественно проектировать первую стадию разработки Цветного месторождения в рамках пробной эксплуатации первоочередного участка.

В ранее ликвидированной скважине № 133 после работ по ее восстановлению, проведены работы по испытанию продуктивного пласта $Ю_1^2$ (совместно с $Ю_1^1$), которые показали что из коллекторов с низкими

фильтрационно-емкостными характеристиками после проведения гидроразрыва пласта реально получение промышленных притоков нефти. Из интервалов перфорации: 2395,4-2403,6; 2419,1-2433,6; 2438,2-2440,3; 2443,6-2445,1; 2446,4-2448,3 получен приток безводной нефти в объеме 28,4 м³/сут. на штуцере 8 мм. За счет работы газовой залежи пласта Ю₁¹ газовый фактор составил 264 м³/м³. До гидроразрыва (испытания 1984 г.) дебит скважины составлял 0.24 м³/сут на штуцере 1 мм.

Бурение скважины №135 которая является «дублером» скважины 131 велось с применением промывочных жидкостей на полимерной основе и вскрытием пласта с последующим гидроразрывом еще раз подтвердил вывод о возможностях получения промышленных притоков нефти из коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. При совместном испытании пластов Ю₁¹ и Ю₁² после проведенного гидроразрыва из интервалов 2409,1-2412,2; 2423,4-2432,0 получен приток нефти с дебитом 32 м³/сут на штуцере 8 мм.

В результате проведенных на третьем этапе работ установлено, что на Цветном нефтяном месторождении имеет место нефтяная залежь в пласте Ю₁² наунакской свиты, в которой из терригенных коллекторов с ухудшенной фильтрационно-емкостной характеристикой после проведения гидроразрыва пласта получены промышленные притоки нефти. Появившаяся дополнительная информация, позволила уточнить геологическую модель залежи пласта Ю₁² и её запасы нефти.

Толщины продуктивных пластов представлены в таблице 1, а объем проведенных исследований в таблице 2.

Таблица 1 - Толщины продуктивных пластов

Пласт	Толщина	Наименование	По пласту в целом
Ю ₁ ²	Общая	Среднее значение, м	13,3
		Интервал изменения, м	3,8-28,0
	Эффективная	Среднее значение, м	6,6
		Интервал изменения, м	2,0-10,2
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	6,2
		Интервал изменения, м	2,8-10,2

Таблица 2 - Объем проведенных исследований продуктивных пластов по скважинам

№ скв.	Назначение	Состояние на 07.2005 г.	Дата бурения	Глубина забоя, м	Интервалы вскрытых продуктивных пластов,	Объем проведенных исследований			
						Интервал отбора керна (% выноса)	Глубина проведения ГИС	Интервал гидродинамических исследований	Отбор глубинных, поверхностных проб
131	Поисковая	Ликвидирована	15.04.67-25.06.67	2630-пр 2677-ф	2426,2-2446,6 -Ю ₁ ²	2417,6- 2448,6 (35,7%)	355-2680	2408 –2430 2437-2447 2466-2476	Поверхностные пробы нефти
132	Поисковая	Ликвидирована	31.10.67-05.01.68	2520-пр 2558-ф	2430,0-2431,0 -Ю ₁ ²	2427,2-2454,8 (58,7%)	300-2554	2398-2558 (ИП)	Не отбирались, нет притока
133	Поисковая	Восстановлена из ликвидированных	12.09.83-11.12.83	2800-пр 2805-ф	2419,6-2434,6 - Ю ₁ ²	2419,3-2439,7 (83,3%)	673-2795	2395,6-2403,6 2419,1-2433,6 2438,2-2440,3 2443,6-2445,1	Глубинные и поверхностные пробы нефти.-
134	Поисковая	Ликвидирована	25.02.84 29.04.84	2800 пр 2815 ф	2456,4-2473,4 Ю ₁ ²	2451,7-2477,1 (94,5%)	734-2805	2449-2470 (ИП)	Поверхностные пробы нефти
135	Оценочная	В испытании	27.02.05 09.04.05	2660 пр 2665 ф	2413,3-2453,9 Ю ₁ ²	2410,7-2419,8 (100%) 2428,0-2437,0(100%) 2442,8-2452,6 (98%)	605-2665	2408,9-2412 2423-2431,5	Глубинные и поверхностные пробы нефти, газа и воды

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Исследуемый разрез наунакской свиты представлен терригенными отложениями континентального генезиса. Условно он разделяется на три пачки Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³⁺⁴, каждая из которых представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Границы между пачками проводятся довольно уверенно, особенно между пачками Ю₁¹, Ю₁² где их разделяет пласт угля, получивший распространение на всей площади месторождения. Корреляция песчаных тел возможна с определенной долей условности только в пределах пачки и поэтому все песчаные пропластки в пачке называются пласт Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³⁺⁴.

Коллекторами являются, как правило, песчаники в основном, полимиктовые, реже кварцево-полевошпатовые, мелкозернистые, с незначительными прослоями среднезернистых разностей, крепко сцементированные, в различной степени известковистые и сильно глинистые.

Коллекторские свойства (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) продуктивных пластов наунакской свиты Снежного месторождения определялись по данным исследования керна и интерпретации геолого-геофизических исследований (таблица 3). В связи с тем, что продуктивные пласты имеют распространение по всей территории месторождения, керн отбирался и анализировался в разрезах всех скважин. Всего проанализировано 70 образцов, но при подсчете запасов и построении геологической модели месторождения использовались только результаты исследований керна по скважинам находящимся в пределах залежей (№№ 131, 132, 133, 135), которых оказалось 69 образцов.

Анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, выполненных на керновом материале в лабораторных условиях, показывает незначительные вариации пористости в пределах разностей коллекторов при общем их низком значении, проницаемости 0.5-10 мД. По фильтрационно-емкостным свойствам

коллекторы данного типа можно назвать уплотненными. Установленный предел коллектора пласта Ю₁² составляет по пористости 10,1 %, по проницаемости 0,54 мД.

Таблица 3 - Коллекторские свойства и нефтенасыщенность пласта Ю₁²

Пласт	Метод определения	Наименование	Поритость доли ед.	Проницаемость мкм ² х10 ⁻³	Нефтена сыщ.дол и ед.
Ю ₁ ²	Лабораторные исслед. керна	Количество скважин, шт.	4	4	-
		Количество определений, шт.	69	59	-
		Среднее значение	0,143	1,6	-
		Интервал изменения	0,121-0.187	0,4-6,2	-
	Геофизические исслед. скважин	Количество скважин, шт.	4	4	4
		Количество определений, шт.	22	22	22
		Среднее значение	0,139	2,4	0,61
		Интервал изменения	0,104-0,187	0,7-6,7	0,39-0,7
	Гидродинамические исслед. скважин	Количество скважин, шт.	-	1	-
		Количество определений, шт.	-	1	-
		Среднее значение	-	0,2	-
		Интервал изменения	-	-	-

Общая характеристика коллекторов, установленная различными методами исследования и приведенная в таблице 3 показывает, что фильтрационно-емкостные свойства определенные по керну и методами промысловой геофизики близки по значениям и в целом они относятся к категории низкопроницаемых.

В целом коллектора пласта Ю₁² относятся к IV классу по классификации Ханина.

Промыслово-геофизические исследования Цветного месторождения проводились при бурении поисковых скважин:131,132,133,134 на пресной

промывочной жидкости и в оценочной скважине 135, где вскрытие продуктивного пласта проводилось на ингибированном растворе.

В целом выполненный комплекс исследований позволяет проводить корреляцию изучаемого разреза, выделять породы-коллекторы, определять характер насыщения пластов, проводить оценку емкостных и фильтрационных свойств коллекторов.

Выделение коллекторов проводилось по качественным и количественным признакам; при качественном выделении коллекторов использовались кривые микрозондирования, ГК, НКт, НГК, которые записаны во всех скважинах. В скважинах 133,134 при выделении коллекторов дополнительно применялись кривые бокового и микробокового каротажа; в скважине 135 выделение коллекторов проводилось по кривым ГК, НКт, БК и комплексу зондов ВИКИЗ.

Оценка коэффициента пористости по скважинам 131,132,133,134 проводилась по нейтронному гамма-каротажу, по акустическому каротажу и по НГК.

По относительной амплитуде ПС определение коэффициента пористости проводилось по обобщенной зависимости типа $K_p = 0.0685 + 0.108 \times A_{пс}$, зависимость построена для низкопоровых коллекторов юрского возраста по месторождениям Томской области. Определение пористости по гамма-гамма-каротажу проводилось учетом поправки за глинистость.

Определение проницаемости коллекторов проводилось с использованием статистической зависимости между пористостью и проницаемостью. Отличительной особенностью коллекторов является их низкие фильтрационные свойства по керновым и соответственно по промыслово-геофизическим данным.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов определялся по стандартной методике с применением зависимостей, обоснованных по керновым данным Цветного месторождения. Схема определения коэффициента нефтенасыщенности по стандартной методике следующая: по зависимости вида $R_p = 2.0926 \cdot K_p^{-1.3401}$ определяем параметр пористости, затем по формуле

$R_{вп} = R_{п} * 0.06$ определяем удельное сопротивление водонасыщенного пласта, далее рассчитываем параметр насыщения и по зависимости $K_{в} = 1.0302 * R_{п}^{0.5218}$ определяем коэффициент нефтенасыщенности.

По результатам проведенной работы составлена сводная таблица средневзвешенных значений пористости, проницаемости и нефтенасыщенности

Основным критерием разделения коллекторов по насыщению являлись критические значения $K_{в}$, определенные по кривым фазовой проницаемости, а так же результаты опробования скважин.

По полученным исходным данным, построены графики зависимости критической водонасыщенности с проницаемостью коллекторов $K_{пр} = f(K_{во}, K_{в}^H, K_{в}^{H+B}, K_{в}^B)$ Эти зависимости использовались для определения характера насыщения пластов.

В целом по залежи пласта Ю₁² по промыслово-геофизическим данным коллектора характеризуются следующими средними значениями параметров: пористость – 13,9%, нефтенасыщенность – 60,6%, проницаемость – 2,4 мД.

1.4 Свойство и состав нефти

Поверхностные пробы нефти были отобраны в скважинах №131, 133, 135 и повторно в скважине №133 в процессе повторного испытания (таблица 4)

Проведенные исследования показали, что замеры плотности нефти в поверхностных условиях изменяются в интервале 816,2 – 838,6 кг/м³ и в среднем принятое значение плотности равно 832 кг/м³ по результатам анализа в скв №131. Вязкость нефти в поверхностных условиях изменяется в интервале 5,3 – 6,3 мПа·с. и принята равной 5,3 мПа·с. также по результатам анализа в скв №131. Содержание серы составляет 0,13 – 0,22 %, а парафинов 2,5 – 2,9 %

Таблица 4 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Параметры	131 $Ю_1^1 + Ю_1^2$	133 $Ю_1^1 + Ю_1^2$	135 $Ю_1^1 + Ю_1^2$
Плотность при 20°C, кг/м ³	832,3	838,2	838,6
Вязкость, мПа*с			
- при 20°C	5,33	5,5	6,3
- при 50°C	2,83	3,2	3,4
Температура застывания, °C	-	-19,4	-19,6
Объемная доля воды, %	-	0,15	отс.
Массовое содержание, %	-		
- мех. примесей	-	0,06	0,14
- серы	0,19	0,13	0,22
- парафинов	2,54	2,94	-
- смол силикагелевых	7,52	5,34	5,57
- асфальтенов	0,46	0,19	0,04
Содержание, нмоль/г			
VO-порфиринов	-	следы	следы
Ni-порфиринов	-	отс.	отс.
Температура начала кипения, °C	58	60	-
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %			
- до 100°C	-	5	12
- до 150°C	18,5	18,5	28
- до 200°C	31,0	36	41
- до 250°C	43,5	43,5	53
- до 300°C	54,0	61	66
- до 350°C	-	72	-

Определение газовых факторов также проводилось при испытании скважин №131 и 133, где он составлял 66,6 м³/м³, и 43.0 м³/м³.

В процессе испытания глубинные пробы нефти, отбирались в скв 131. Исследование глубинных проб проводилось Центральной лабораторией Новосибирского геологического управления в 1968 году, однако результаты исследования за давностью времени отсутствуют.

Относиться к результатам исследования проб пластовых флюидов по результатам исследования скв №135 и повторного исследования в скв №133, вероятно, необходимо с осторожностью, так как перфорация и последующий за ней гидроразрыв проведен в нефтенасыщенном пласте Ю₁² совместно с газоконденсатонасыщенным пластом Ю₁¹.

1.5 Подсчетные параметры, балансовые запасы нефти

Объектом подсчета по данным ГИС, керну и результатам испытания (опробования) являлся пласт Ю₁² наунакской свиты (верхняя юра).

Категории запасов по залежам определены в соответствии с «Инструкцией ГКЗ».

Продуктивность пласта Ю₁² установлена в разрезах скв. №№131, 132, 133, 135, где он был испытан. По материалам ГИС в разрезе этих скважин пласт полностью нефтенасыщен., в разрезе скважины № 134 он водонасыщен полностью. В трех скважинах №№131,133,135 был получен приток нефти. Условный водонефтяной контакт как и в предыдущем подсчете (протокол ЦКЗ январь 1886г.) принят на а.о. –2384 м. по кровле верхнего проницаемого, водонасыщенного пропластка коллекторов в разрезе скв №134.

Внешний и внутренний контур нефтеносности установлен по структурным картам кровли и подошвы пласта, построенных по кровле и подошве первого и последнего проницаемого пропластка с использованием структурной карты по отражающему сейсмогоризонту (подошва баженовской свиты) с внесением корректив по результатам бурения. Подсчет запасов нефти и растворенного газа по категориям С₁ и С₂ производился отдельно для нефтяной (НЗ) и водонефтяной (ВНЗ) зон. Определение площадей,

эффективных нефтенасыщенных толщин и объемов производилось по каждой из зон отдельно. Остальные подсчетные параметры приняты одинаковыми для всех зон. Площадь нефтеносности и объем нефтенасыщенных коллекторов определялись планиметрированием по карте эффективных нефтенасыщенных толщин масштаба 1 : 50000

Категория С₁

Площадь подсчета запасов нефти категории С₁ ограничена подсчетной границей на а.о. –2384 м (ВНК), другие направления ограничиваются радиусом влияния продуктивной скважины, равным двум шагам эксплуатационной сетки (1000 м.) В пределах площади находятся скв №131,133,135.

Площадь нефтеносности для нефтяной зоны (НЗ)составляет 7480тыс. м², объем коллекторов 63110 тыс м³, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 8,4 м. Площадь нефтеносности для нефтеводяной зоны (НВЗ)составляет 2100тыс. м², объем коллекторов 10500 тыс м³, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 5,0 м.

Коэффициент открытой пористости по данным исследования керна равен 0,143, а по данным промысловой геофизики равен 0,139 поэтому в подсчет принята величина 0,14.

Коэффициент нефтенасыщенности принят по промысловой геофизике и составляет 0,61.

Плотность нефти в стандартных условиях принята по пробе из скв. 131 равной 0,832 т/м³ Пересчетный коэффициент в связи с отсутствием исследования глубинных проб нефти пласта Ю₁² принят по аналогии с другими месторождениями имеющие схожие характеристики нефти и составляет 0,84.

Отсюда балансовые запасы нефти составляют:

Для нефтяной зоны

$$Q_{\text{НБ}} = 63110 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 3767 \text{ тыс. т.}$$

Для нефтеводяной зоны $Q_{\text{НБ}} = 10500 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 627$ тыс. т.

В целом по категории C_1 $Q_{нб} = 73610 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 4394$ тыс. т.

Коэффициент нефтеизвлечения принят равным 0,25 по следующим причинам. Во-первых, по аналогии с месторождениями Томской области имеющими схожее геологическое строение. Во вторых, при первоначальном подсчете запасов (протокол ЦКЗ январь 1886г.) предлагаемая авторами величина КИН - 0.25 была уменьшена до 0,20 по причине низких дебитов нефти из коллекторов с плохими фильтрационно-емкостными характеристиками. Проведенные спустя 20 лет испытания скважин с применением гидроразрывов пластов показали, что при современных технологиях становится вполне рентабельной разработка залежей с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов.

Извлекаемые запасы нефти составили:

Для нефтяной зоны $Q_{и} = 3765 \times 0,25 = 942$ тыс. т.

Для нефтяной зоны $Q_{и} = 627 \times 0,25 = 157$ тыс. т.

В целом по категории C_1 $Q_{и} = 4394 \times 0,25 = 1099$ тыс.т.

Для подсчета запасов растворенного газа величина газового фактора была принята равной $65,9 \text{ м}^3/\text{т}$, как средняя по результатам исследования в скв №131 и 133

Балансовые запасы газа в целом по категории C_1 составили:

$Q_{гб} = 1099 \times 65,9 = 289 \text{ млн. м}^3$

Извлекаемые запасы газа в целом по категории C_1 составили:

$Q_{ги} = 1099 \times 65,9 = 72 \text{ млн. м}^3$

Категория C_2

Запасы категории C_2 оценивались в пределах условно принятого контура нефтеносности на а.о. –2384 м и границ запасов категории C_1 .

Площадь нефтеносности для нефтяной зоны (НЗ)составляет 6310тыс. м^2 , объем коллекторов 29970 тыс м^3 , а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 4,7 м. Площадь нефтеносности для нефтеводяной зоны

(НВЗ)составляет 17800 тыс. м², объем коллекторов 71800 тыс м³, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 4,0 м.

Все остальные подсчетные коэффициенты приняты по аналогии с категорией С₁

Отсюда балансовые запасы нефти составляют:

Для нефтяной зоны $Q_{НБ} = 29970 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 1789$ тыс. т.

Для нефтеводяной зоны $Q_{НБ} = 41830 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 2496$ тыс. т.

В целом по категории С₁ $Q_{НБ} = 71800 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 4285$ тыс. т.

Извлекаемые запасы нефти составили:

Для нефтяной зоны $Q_{и} = 1789 \times 0,25 = 447$ тыс. т.

Для нефтяной зоны $Q_{и} = 2496 \times 0,25 = 624$ тыс. т.

В целом по категории С₁ $Q_{и} = 4285 \times 0,25 = 1071$ тыс. т.

Балансовые запасы газа в целом по категории С₁ составили:

$Q_{ГБ} = 4285 \times 65,9 = 282$ млн.м³.

Извлекаемые запасы газа в целом по категории С₁ составили:

$Q_{ГИ} = 1071 \times 65,9 = 70$ млн.м³.

В целом по месторождению по категории С₁+С₂ запасы (геологические/извлека-емые) нефти составляют 8679 / 2170 тыс.т., запасы газа составляют 571 /142 млн. м³.

Подсчетные параметры и запасы по категориям приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Подсчетные параметры и запасы по категориям

Пласт	Категория запасов	Зона	Подсчетные параметры									Начальные запасы нефти, тыс. тонн		Начальные запасы газа, млн. м ³	
			Площадь	Толщина	Объем	Пористость	Нефтенасыщенность	Удельный вес	Пересчетный коэф.	Газовый фактор	КИН				
			тыс. м ²	м	тыс. м ³	д.е.	д.е.	т/м ³	д.е.	м ³ /т	д.е	Баланс	извл.	баланс	извл.
Ю ₁ ²	C ₁	НЗ	7480	8,8	63110	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	3767	942	248	62
		ВНЗ	2100	5,0	10500	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	627	157	41	10
		всего	9530	7,7	73610	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	4394	1099	289	72
	C ₂	НЗ	6310	4,7	29970	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	1789	447	118	29
		ВНЗ	11490	3,6	41830	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	2496	624	164	41
		всего	17800	4,0	71800	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	4285	1071	282	70
	C ₁ +C ₂											8679	2170	571	142

1.6 Баженовская свита

Баженовская свита — это пачка (свита) горных пород, выявленных на глубинах более двух километров. Она впервые выделена Ф.Г. Гурами в 1959 г. в качестве подсвиты в составе марьяновской свиты, Ф.Г. Гурами же впервые указал на её возможную нефтеносность и предложил способ её вскрытия открытым забоем (Ф.Г. Гурами, 1961-1986г.

В среднем она залегает на глубинах 1500–3000 м, толщина баженовских отложений составляет в нормальном разрезе 19-23, и в аномальном разрезе - 90–100 м. Нефтенасыщенные толщины баженовской свиты (БС) изменяются от 10–12м до 35–40 м, достигая на отдельных участках 60 м.

Баженовская свита входит в состав одноименного горизонта.

Отличительной чертой этого горизонта считается битуминозность пород. На большей части Западной Сибири баженовский горизонт, включая баженовскую и частично тутлеимскую, марьяновскую, даниловскую, яновстанскую и другие свиты, представлен битуминозными аргиллитами

Латеральными аналогами БС по окраинам бассейна являются небитуминозные и слабобитуминозные породы соответствующих частей даниловской (на северо-западе), яновстанской (на северовостоке), марьяновской (на востоке и юге) и других свит.

Породы собственно БС подстилаются прибрежно-морскими и морскими отложениями абалакской или георгиевской свит, отражающих процессы постепенного затопления территории Западной Сибири в поздней юре. Перекрываются песчаноглинистыми клиноформными отложениями нижнего мела. Накопление пород в составе баженовского горизонта отвечало условиям максимальной позднеюрско-раннемеловой трансгрессии морского бассейна, площадь зеркала воды которого достигала 2 млн. км².

Возраст битуминозных пород различен. Западнее центрального поля развития отложений БС происходит последовательное омоложение битуминозных пород от титона до готерива. Эта информация дает

представления о динамике развития баженовского бассейна, что необходимо учитывать при корреляции разрезов битуминозных пород и фациальных построениях.

БС хорошо прослеживается по латерали и распространена на территории площадью более 1 млн. км² при толщине от 10 до 60 м (в среднем 30 м). В некоторых случаях, в так называемых «аномальных разрезах» БС, толщина достигает 100 м и более. Глубины залегания отложений возрастают в направлении от южных частей Западно-Сибирской плиты к северным. Минимальные отметки кровли составляют 600 м, максимальные – 3800 м.

Для битуминозных и обогащенных органическим веществом пород часто используется термин «черные сланцы» (black shales). Применительно к БС устоявшимся термином остается «битуминозный аргиллит». Термин этот изначально использовался для того, чтобы подчеркнуть существенное отличие пород БС от вмещающих

Состав пород БС определяется соотношением биогенной и терригенной составляющих. К биогенной составляющей относятся кремнезем, слагающий скелеты и раковины организмов, кероген, который в некоторых случаях может занимать большую часть объема породы, иногда также породообразующее значение приобретает карбонатный материал. Карбонатные породы в составе БС могут быть нескольких типов. К первичным биогенным относятся карбонаты, слагающие остатки пелеципод, фораминифер, гастропод, теутид, кокколитофорид и пеллетовых образований. Это могут быть органогенные постройки позднеюрского и раннемелового возраста, которые формировались в наиболее мелководных частях существующего в то время морского бассейна. Карбонатные породы могут являться вторичными по отношению к первичным биогенно-кремнистым. Биоморфная структура пород при карбонатизации сохраняется, но кремнистый состав меняется на карбонатный. Вторичные карбонаты являются продуктами хемогенного замещения.

Отложения БС отличаются высокой литологической неоднородностью. Уникальной особенностью «баженовки», определяющей ее промышленную

ценность, является высокая насыщенность нефтью. К тому же она отличается высоким качеством (типа марки Brent) — легкая, малосернистая и без других вредных примесей, поэтому требует меньше затрат на первичную и глубокую переработку. В настоящее время выявлены следующие особенности пород баженовской свиты:

1. Аномальная обогащенность органическим веществом (до 10 % и более);
2. Сравнительно небольшая мощность при площади распространения, превышающей 1 млн. км² ;
3. Тонкоплитчатая, слойчатая и листоватая структура;
4. Аномально высокие значения кажущегося сопротивления, превышающего 500 Ом-м (нередко достигающие 1000 Ом-м);
5. Высокие и аномально высокие значения естественной гамма- активности;
6. Аномально пониженная плотность пород;
7. Пониженная скорость прохождения упругих сейсмических волн через толщу баженовских аргиллитов;
8. Аномально высокие пластовые давления в залежах;
9. Приуроченность скважин с наиболее значительными дебитами нефти к зонам повышенных температур, достигающих 135°С;
10. Низкие пористость и проницаемость коллекторов баженовской свиты;
11. Наличие вертикальных и горизонтальных трещин.

По геологическому строению баженовский нефтегазоносный комплекс кардинально отличается от всех других в разрезе бассейна. Для образования залежи нефти и/или газа, как известно, необходимо два условия: наличие резервуара-коллектора, способного улавливать и удерживать УВ. Коллектор же баженовской свиты - трещинного типа. Для оценки ресурсов углеводородов в баженовской свите выделяются 2 типа коллекторов:

1. Каверно-трещинный-развит в теле свиты спорадически в виде линзообразных слабо контактирующих друг с другом слоёв толщиной 0,2- 0,4м. и протяжённостью от нескольких до пары сотен метров -густота

развития трещин и микротрещин в зависимости от литологического состава пород изменяется от 10 до 500 на метр.

2. Поровый (матрица) с супернизкой проницаемостью, вмещающий каверно-трещинный тип коллектора. Свойства пород баженовской свиты определяются слагающими их породообразующими компонентами: глинистые минералы, минералы кремнезёма, карбонатные минералы и кероген.

Проницаемость по керну 14 мд, пористость - 0,18, расчленённость - 4,2.

В настоящее время главным механизмом, обеспечивающим приток флюида в скважины баженовской свиты, является фильтрация нефти через систему естественных протяженных трещин пласта. Однако естественная трещиноватость развита слабо, а проницаемость матрицы находится в пределах $0,001-10^{-3}$ мкм². Возможно, именно этим объясняется отсутствие притока в скважинах с явно нефтенасыщенным керном.

1.7 Выводы к разделу 1

В связи с отмеченными свойствами месторождения и в частности баженовской свиты и основной технологической задачей разработки БС является создание вторичной проницаемости нефтенасыщенной матрицы за счет плотной системы наведенных трещин. Это обеспечивает технология бурения горизонтальных скважин с множественными ГРП. Подобная технология успешно и широко используется в США для добычи сланцевого газа из пластов – аналогов БС. В России данная технология не применялась. При этом основной задачей ГРП является обеспечение интенсивного растрескивания пласта, создание вторичной проницаемости в зоне дренирования скважины.

2 Технологическая часть

2.1 Сущность ГРП

Нефть и газ добываются из разных типов резервуаров. На протяжении геологического времени и под действием тектонических сил углеводороды удерживаются в осадочных породах разного типа пористости, расположенных в различных частях земного шара. При бурении скважины через продуктивный пласт, находящиеся под большим давлением в поровом пространстве нефть и газ двигаются к скважине, а затем поднимаются на поверхность. Режим, при котором происходит приток жидкости к скважине, называется радиальным (рисунок 4).

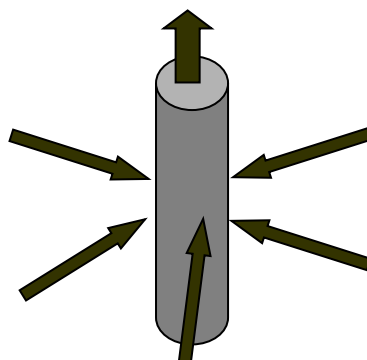


Рисунок 4 - Радиальный приток к скважине

Когда скважина дает приток при радиальных условиях, ее производительность зависит от депрессии, создаваемой между пластом и скважиной ΔP , и пропускной способности пласта kh .

Приток добывающей скважины может быть значительно увеличен с помощью гидравлического разрыва пласта. При проведении ГРП в скважину закачивается жидкость при давлении выше давления разрыва породы. При дальнейшей закачке жидкости в пласт создается высокопроницаемая трещина. В песчаных коллекторах, а иногда и в карбонатных, созданная трещина расклинивается проппантом. В карбонатных коллекторах для растворения породы вдоль трещины может быть использована кислота. Использование

кислоты увеличивает проницаемость трещины за счет создания вытравленных каналов, остающихся открытыми после закрытия трещины. Течение жидкости в трещине – линейное

Создание линейного потока ведет к увеличению темпов отбора жидкости из пласта. В трещине значительно снижаются дополнительные потери давления при течении жидкости из пласта к скважине.

Желаемые экономические показатели и интенсификация добычи пластовой продукции могут быть достигнуты с помощью ГРП. Ускорение темпов отбора жидкости из пласта означает, что балансовые запасы могут быть извлечены за более короткий период времени. ГРП может быть применен как в высокопроницаемых, так и в низкопроницаемых коллекторах.

Ясно, что ГРП часто используется для увеличения добычи из низкопроницаемых зон пласта. Площадной контакт высокопроницаемой трещины с пластом дает заметное увеличение притока из низкопроницаемого пласта, а также количество экономически рентабельных извлекаемых запасов углеводородов.

Экономический эффект от ГРП также ощутим в высокопроницаемых песчаных пластах при использовании высоких концентраций проппанта и относительно небольшого объема жидкости, т.е. так называемой технологии Frac & Pack. Кислотный ГРП также используется для поддержания стабильного уровня добычи высокодебитных газовых скважин, добывающих из среднепроницаемых карбонатных коллекторов. В высокодебитных скважинах ГРП обеспечивает не только первоначальное увеличение добычи, но и, благодаря наличию трещины, позволяет увеличить эффективность дренирования жидкости путем создания линейного течения в трещине, обеспечивающего уменьшение потерь давления ΔP .

При осуществлении ГРП необходимо достижение следующих целей:

- увеличения добычи из пласта
- изменения темпов падения добычи

- восстановления добычи из пласта
- увеличения дебита скважины
- оптимизации работы скважины

Экономически обоснованное увеличение добычи из низкопроницаемых пластов зачастую требует проведения ГРП с применением проппанта. В таком случае контраст проницаемостей, создаваемый упакованной трещиной, обеспечивает более эффективную систему дренирования, чем при проведении кислотной обработки или любого другого вида воздействия на пласт.

2.2 Геометрия трещины

При реализации ГРП в призабойной зоне могут образовываться трещины различной пространственной ориентации: горизонтальные, вертикальные или наклонные. При нагнетании нефилътрующей или слабофилътрующей жидкости разрыва по мере повышения давления закачки напряжение в горной породе возрастает и происходит ее сжатие до определенного предела, после превышения которого порода не может сопротивляться увеличивающемуся сжатию и растрескивается. После снятия давления закачки возникают остаточные трещины (трещины разуплотнения), как правило, вертикальной или наклонной ориентации.

Развитие трещины при проведении ГРП зависит от двух факторов:

1. Естественных горных напряжений
2. Свойств горных пород.

Эти характеристики должны быть рассмотрены при планировании ГРП.

2.2.1 Факторы, влияющие на геометрию трещины

- 1) Проницаемость пласта k_0 – Количество жидкости, профильтровавшейся в пласт во время ГРП, будет зависеть от свойств самой жидкости и от

проницаемости пласта. Когда фильтрация жидкости разрыва в пласт велика, длина трещины уменьшается и трещина становится уже.

- 2) Естественные напряжения горных пород - ширина трещины также зависит от естественных горных напряжений (минимального горного напряжения). Высота трещины контролируется границами пласта (кровлей и подошвой) и величиной основных напряжений горных пород.
- 3) Свойства горных пород - ширина трещины обратно пропорциональна модулю упругости Юнга горных пород. Например, чем выше модуль Юнга, тем уже трещина. Другие свойства горных пород, такие как коэффициент Пуассона и сжимаемость системы, также влияют на геометрию трещины, но в значительно меньшей степени.
- 4) Пластовое давление - градиент разрыва (используемый для определения величины давления необходимого для разрыва породы) зависит от пластового давления. В основном, чем выше градиент разрыва, тем выше давление, которое необходимо создать во время ГРП. Если рабочее давление достигает максимально допустимого давления (для устья и манифольдов), то возможно преждевременное экранирование трещины во время закачки проппанта. Экранирование происходит, когда достигается максимально допустимое давление и дальнейшая закачка проппанта не может продолжаться безопасно. Очевидно, что остановка процесса будет преждевременной, когда только часть запланированного количества проппанта была закачана в пласт, что может в огромной мере ограничить геометрические параметры трещины (высоту, ширину, и длину), полученные в результате воздействия.

2.3 Нагнетательный тест и параметры ГРП

Единственным доступным способом наблюдения и контроля развития трещины в реальном времени является интерпретация записи давления. Процесс ГРП обычно проходит в следующей последовательности:

- разрыв породы
- начальный рост трещины
- развитие трещины
- закрытие трещины

Знание величин давлений, соответствующих данным этапам, является решающим в успешном дизайне и проведении ГРП.

В большинстве случаев перед основным ГРП проводится нагнетательный тест для уточнения информации о пласте, который называется мини-ГРП (информационный ГРП). Он показывает, как будет вести себя порода во время основного ГРП. Также во время проведения нагнетательного теста можно получить информацию о потерях давления в перфорационных отверстиях и призабойной зоне, а также вероятность создания множественных трещин.

Из нагнетательного теста могут быть получены следующие параметры:

- давление разрыва породы
- градиент разрыва
- давление развития трещины
- давление мгновенной остановки насосов ISIP
- давление закрытия трещины
- давление раскрытия трещины
- величины потерь давления на трение в НКТ
- потери давления на трение в перфорационных отверстиях.
- потери давления в призабойной зоне
- эффективность жидкости
- приблизительный объем жидкости разрыва (подушки)

2.4 Осуществление ГРП

Успешное проведение ГРП требует хорошей координации и тесного сотрудничества специалистов добывающей и сервисной компаний. Для

успешного проведения ГРП должны быть реализованы следующие мероприятия:

1. Выбор кандидатов для ГРП.
2. Обзор всей имеющейся информации о скважине и ее истории.
3. Предварительный дизайн ГРП с использованием данных о скважине и рабочей жидкости. За это время может быть проанализировано несколько вариантов.
4. Обзор входных данных для дизайна ГРП.
5. Завершение дизайна ГРП, разработка плана работ с учетом требований безопасности, касающихся как рабочего персонала, так и оборудования.
6. Быстрая доставка и монтаж оборудования сервисной компании на место проведения полевых работ.
7. Подготовка рабочей жидкости с использованием процедур контроля качества и лучших материалов, доступных на сегодняшний день.
8. Проведение собрания по технике безопасности и опрессовка оборудования. Нагнетательный тест и основной ГРП должны быть проведены профессионально при тесном взаимодействии представителей добывающей и сервисной компаний.
9. Данные, полученные в результате проведения ГРП, должны быть сохранены. Цифровые данные должны быть использованы для дальнейших дизайнов ГРП. Все события, заслуживающие внимания, а также предложения по улучшению качества работ должны быть отражены в отчете.
10. После завершения ГРП необходимо провести наблюдение за характеристикой работы скважины. Оценка проведенного ГРП может потребовать использования меченых атомов для определения эффективности развития трещины. Также может быть полезным проведение ГДИС на неустановившихся режимах притока для получения величин эффективной длины и проводимости трещины для планирование мероприятий по усовершенствованию последующих ГРП.

2.5 Жидкости ГРП

Назначение жидкостей ГРП:

- создание трещины;
- развитие трещины до желаемых параметров;
- транспортировка проппанта в созданную трещину;

После создания трещины и завершения процесса ГРП проппант должен удерживать трещину в открытом состоянии под воздействием горных напряжений, чтобы сохранить ее проводимость.

2.5.1 Виды жидкостей разрыва

Жидкости гидроразрыва делятся на три категории:

- жидкость разрыва;
- песконоситель;
- жидкость продавочная;

Жидкость разрыва - является рабочим агентом, нагнетанием которого в призабойную зону пласта создается давление, обеспечивающее нарушение целостности пород пласта с образованием новых трещин или расширением уже существующих.

Жидкость-песконоситель - используется для транспортирования песка с поверхности до трещины и заполнения ее песком (проппантом). Она должна быть не фильтрующейся или обладать минимальной, быстро снижающейся фильтруемостью и иметь высокую пескоудерживающую способность.

Продавочная жидкость - применяется для продавки из насосно-компрессорных труб в обрабатываемый пласт жидкости разрыва и жидкости песконосителя.

2.5.2 Свойства жидкости разрыва

Для соответствия жидкости разрыва своему назначению, она должна обладать следующими свойствами:

- достаточная способность транспортировать проппант;
- достаточная эффективность жидкости или ограниченная водоотдача
- низкие потери давления на трение в трубах
- совместимость с горными породами и пластовыми жидкостями
- легкость удаления из пласта
- оптимальность затрат
- безопасность в обращении

Способность транспортировать проппант

Необходимым свойством жидкости, используемой при ГРП, является ее способность транспортировать проппант во взвешенном состоянии через поверхностное оборудование, НКТ и перфорационные отверстия в пласт. Способность жидкости транспортировать проппант в основном зависит от ее вязкости, а также размера, плотности и концентрации проппанта.

2.5.3 Вязкость жидкости

Жидкости ГРП, используемые в настоящее время являются высокоспециализированными жидкостями, которые зависят от сложных химических добавок, используемых для обеспечения их вязкостных характеристик. Жидкости ГРП изготавливаются из ньютоновских жидкостей (таких как вода), вязкость которых при данной температуре является постоянной величиной независимо от скорости сдвига, при которой она измеряется. Таким образом, при добавлении полимеров в ньютоновские жидкости их вязкостные характеристики (способность транспортировать проппант) совершенствуются, и жидкость становится неньютоновской. Вязкость загущенной жидкости, как неньютоновской жидкости, должна всегда

определяться как функция скорости сдвига. Как правило, чем больше скорость сдвига, тем меньше кажущаяся вязкость.

Загущенные жидкости, используемые при ГРП рассматриваются как жидкости, подчиняющиеся степенному закону, и их вязкость описывается кажущейся вязкостью μ_a при данной скорости сдвига.

2.6 Проппант

После завершения операции ГРП, осажженный в трещине проппант должен удерживать ее в открытом состоянии и обеспечивать высокую проводимость канала. Способность проппанта выдерживать давление закрытия трещины в пластовых условиях и сохранять ее проводимость со временем зависит от его размера, прочности и концентрации в трещине. Поэтому выбор проппанта оказывает огромное влияние на результат ГРП.

2.6.1 Типы проппанта

После проведения первых операций по ГРП было установлено влияние проницаемости трещины на результаты работы скважины. Несмотря на то, что понимание механики процесса ГРП после 1949 года стало намного глубже, проводимость трещины $w \cdot k_f$ остается одним из наиболее важных критериев.

В настоящее время в промышленности существует три основных типа проппанта:

- песок
- проппант средней прочности (ISP)
- высокопрочный боксит (HSP)

2.7 Дизайн ГРП

2.7.1 Необходимость дизайна ГРП

Существует множество переменных параметров ГРП. Некоторые из них непосредственно зависят от характеристик пласта (глубина, пластовое давление, пластовая температура, мощность продуктивного интервала и т.д.). Также можно сказать, что существует множество переменных параметров, связанных с планируемой операцией по ГРП:

- объем закачки
- тип рабочей жидкости
- концентрация геля
- тип и размер проппанта
- концентрация проппанта
- скорость закачки

Все эти величины и необходимые допущения могут быть приняты в расчет при использовании программного обеспечения, которое разработано для моделирования процесса ГРП. Существует несколько моделей, которые могут быть использованы для дизайна успешного ГРП.

2.7.2 Контролируемые и неконтролируемые факторы

При проведении ГРП рабочая жидкость и проппант закачиваются через НКТ и перфорационные отверстия относительно небольшого диаметра в некоторые десятки футов порового пространства. Продуктивный интервал обычно находится на глубине 1-2 мили (иногда 3-4) от земной поверхности. При проведении ГРП обычно производятся замеры только устьевого давления в реальном времени. При анализе ГРП его многочисленные параметры и переменные полезно разделять на две категории: факторы, которые мы можем контролировать, и факторы, которые мы не можем контролировать (см. таблицу 6). Факторы, которые мы можем контролировать, относятся к физическому планированию операции с учетом ее объема, типа жидкости, типа проппанта и

его концентрации и т.д. и конструкции скважины (размер НКТ, плотность и фазировка перфорационных отверстий, тип пакера и т.д.)

Те факторы, которые мы не можем контролировать, касаются пласта и его характеристик. Например, глубина пласта, его мощность, проницаемость, температура и т.д. рассматриваются при дизайне ГРП как фиксированные параметры.

Таблица 6 - Сравнение контролируемых и неконтролируемых факторов при дизайне ГРП

Контролируемые факторы	Неконтролируемые факторы
<ul style="list-style-type: none">- жидкость разрыва- вязкость- мгновенные потери жидкости в пласт- скорость фильтрации жидкости в пласт- проппант- скорость закачки- объем закачки- конструкция/ оборудование- перфорированный интервал- модель перфорации- размер труб- конфигурация устья	<ul style="list-style-type: none">- проницаемость пласта- пористость пласта- тип горных пород- общая высота трещины- отношение высоты трещины к мощности пласта- напряжения горных пород- свойства горных пород- модуль Юнга- коэффициент Пуассона- пластичность пород- предел прочности на разрыв- свойства пластовых флюидов- сжимаемость- вязкость- физико-химические свойства

2.8 Оборудование для ГРП

Проведение ГРП требует применения специальных жидкостей, закачиваемых при больших скоростях и давлениях для создания системы трещин. При кислотном ГРП рабочая жидкость закачивается поочередно с инертным вязким гелем. Вследствие необходимости создания больших давлений на поверхности главной заботой при проведении каждого ГРП является обеспечение безопасности персонала.

Хотя размеры и состояние площадок полевых работ могут различаться в зависимости от месторождения, для осуществления ГРП необходимо аналогичное оборудование. Типовая схема размещения оборудования изображена на рисунок 6. На рисунке 5 представлен аэроснимок расположения оборудования при проведении ГРП с применением проппанта. Сервисная компания выбранная для проведения ГРП обеспечивает все необходимое оборудование и полное его обслуживание. Эффективный ГРП требует тесного сотрудничества сервисной и добывающей компаний до, во время и после проведения ГРП.

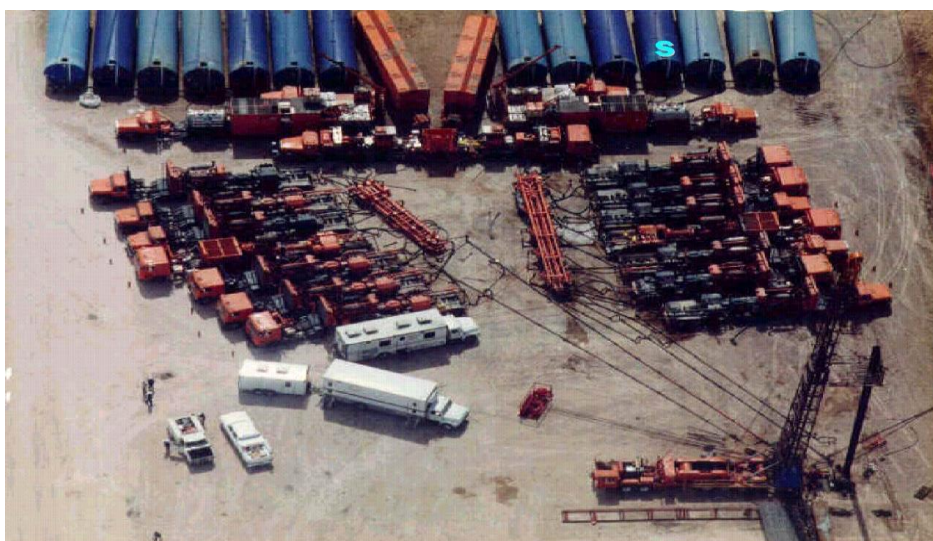


Рисунок 5 - Аэроснимок процесса ГРП

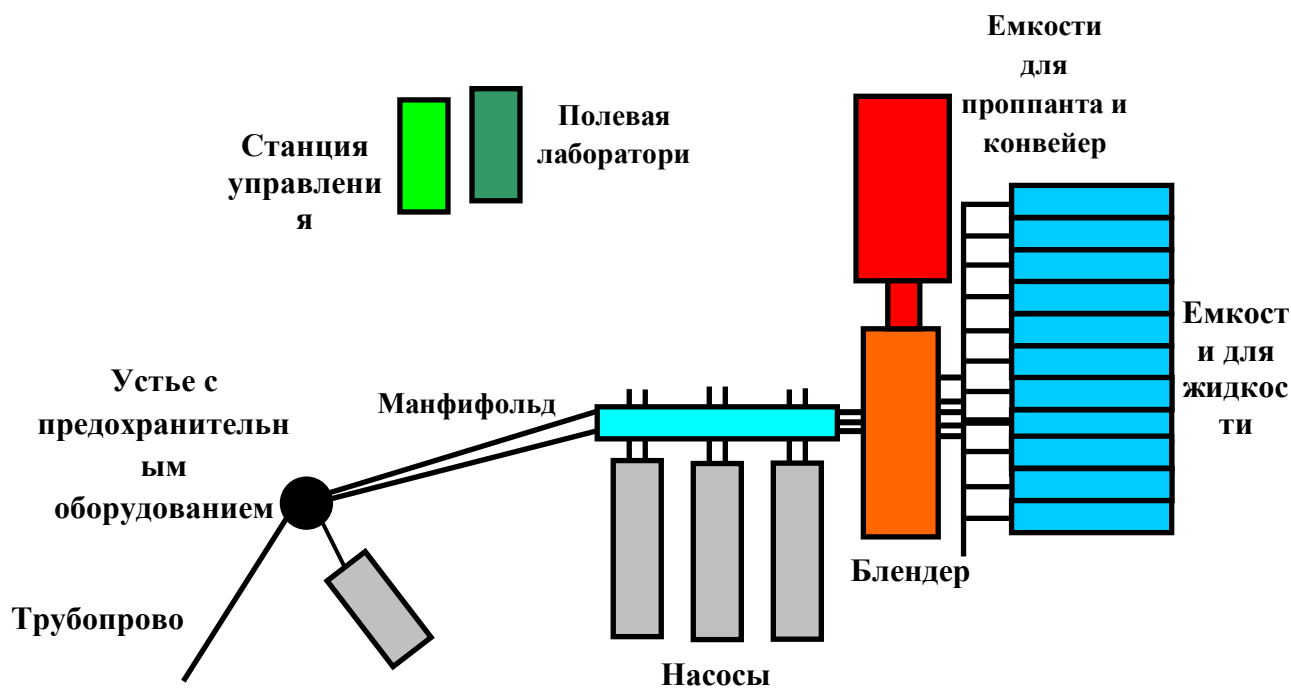


Рисунок 6 - Схема расстановки оборудования при проведении ГРП

Оборудование, используемое при ГРП, может включать в себя:

- емкости для рабочей жидкости
- емкости для пропанта
- блендер
- насосные установки
- насосные установки для закачки азота и углекислого газа
- расходомеры
- радиоактивный плотномер
- датчики давления
- станция управления
- установка ГНКТ

Емкости для рабочей жидкости

Емкости для рабочей жидкости используются для хранения жидкостей ГРП. Они доставляются на место проведения работ с помощью автомобильных

тягачей и располагаются согласно схеме на рисунке 5 и рисунке 6. После их установки они наполняются рабочей жидкостью.

Обычный размер емкости 500 баррелей (которая содержит около 20000 галлонов доступного объема жидкости). Другие размеры емкостей составляют 300 и 250 баррелей.

Так как компоновка оборудования может отличаться, возможность истечения жидкости из емкости (остаточный объем не извлекаемой из емкости жидкости) контролируется представителями сервисной компании. Компания ExxonMobil обычно заполняет емкости всей жидкостью, подготовленной для проведения данного ГРП в независимости от того, будет она закачиваться или нет. Тем не менее, необходимо соблюдать меры предосторожности при закачке жидкости (например, чтобы к всасывающей стороне блендера всегда подавалась жидкость). Поэтому эффективное использование всей доступной жидкости требует координации представителей сервисной и добывающей компании.

Эффективность процесса подготовки рабочей жидкости и ее использования на месте полевых работ была значительно повышена с помощью гелевых концентратов, позволяющих осуществлять непрерывное смешивание жидкостей во время проведения ГРП. Это устраняет необходимость подготовки жидкости до проведения операции. С концентратами в жидкость добавляются наиболее дорогостоящие реагенты, и добывающая компания тратится только на общий объем полимеров и содержащихся в нем химических реагентов. Концентраты обеспечивают эффективное приготовление рабочей жидкости и ее однородности.

Осторожно: очень важно, чтобы емкости для хранения жидкости были хорошо вычищены перед их наполнением основной жидкостью. Хотя современные сшитые системы жидкостей являются универсальными, приблизительно 80% проблем с их химическим составом связано с примесями от грязных емкостей. Загрязнение может приводить к изменению pH и влиянию на длительность и эффективность процесса сшивания.

Емкости для проппанта

Единственным важным условием во время проведения ГРП является возможность доступа проппанта к рабочей жидкости, что обеспечит эффективное добавление проппанта. Тип оборудования, используемого для хранения и транспортировки проппанта, различен и меняется в зависимости от размера операции. Например, если количество проппанта, необходимое для данного ГРП, меньше, чем 100000 фунтов, он может доставляться к блендеру пневмосистемой. Крупные ГРП с использованием более 200000 фунтов проппанта могут потребовать применения крупного погрузочного оборудования. Крупное оборудование для погрузки проппанта доставляется на место проведения полевых работ порожним и наполняется во время подготовки к ГРП. Крупные емкости для хранения разделены на отсеки, что упрощает контроль процесса добавления проппанта и разделяет проппант различного размера (например, песок 12/20 или покрытый смолой проппант) для закрепления первых его порций в трещине последней стадией закачки. Такая система транспортировки имеет автоматические заслонки и конвейер, что позволяет увеличить доступное количество проппанта.

Осторожно: важно, чтобы емкости были доставлены на место полевых работ вовремя и предварительно вычищены (для предотвращения загрязнения песка «Оттава» синтетическим проппантом или наоборот или смешивания обыкновенного проппанта с проппантом, покрытым смолой, использованными при проведении предыдущих операций). Пример транспортировки проппанта к блендеру изображен на рисунок 7.



Рисунок 7 - Добавление проппанта во время проведения ГРП

Блендер

Установлено, что блендер (и связанное с ним оборудование для транспортировки жидкости) является ключевым оборудованием на месте проведения операции. Блендер используется для следующих целей:

- подготовка рабочей жидкости
- выкачивание жидкости из емкостей во время операции и транспортировка к насосным агрегатам
- точное дозирование проппанта (фунт/галлон)
- точное дозирование сшивателей, ПАВ и разрушителей вязкости
- транспортировка продавочной жидкости к насосным агрегатам на заключительной стадии проведения операции

Блендеры имеют несколько насосов для добавления и транспортировки химических реагентов, а также смесительный цилиндр винтового, лопастного или струйного типа, который обеспечивает смешивание добавок с рабочей жидкостью.

Блендеры были разработаны для осуществления различных типов ГРП. Иногда они используются для проведения ГРП при высоких скоростях закачки (50 - 75 барр/мин или выше), а иногда даже при низких, менее 8-10 барр/мин. Концентрации проппанта, необходимые для ГРП, также изменяются в различных пределах (при обыкновенном ГРП в низкопроницаемых пластах максимальные концентрации проппанта 10-12 фунтов/галл). Обыкновенный блендер изображен на рис.8. Операции с использованием технологии Frac & Pack обычно требуют концентрации проппанта в 16 фунтов/галл или более. Блендер, который может быть использован проведения ГРП по технологии Frac & Pack на морских месторождениях, изображен на рисунке 9.



Рисунок 8 - Высокомощный блендер

Рисунок 9 - Блочный блендер для технологии Frac & Pack

Для упрощения процесса смешивания гелевых концентратов, сервисными компаниями разработаны высокоточные смешивающие установки (см. рисунок 10), которые повышают производительность блендера и обеспечивают высокую однородность жидкости.



Рисунок 10 - Технологическая установка для смешивания жидких гелевых концентратов

Так как блендер играет большую роль в процессе ГРП, рекомендуется иметь запасной, включенный в схему ГРП для обеспечения непрерывности операции при неисправности основного. При проведении массивных ГРП запасной блендер может быть задействован на стадии подготовки и перекачки жидкости.

Насосные установки

В насосных установках обычно используются трехцилиндровые поршневые насосы, которые принимают жидкость от блендера и нагнетают ее в скважину под большими устьевыми давлениями, достаточными для осуществления гидроразрыва. Перед проведением закачки трехцилиндровая установка должна быть заполнена, и важно, чтобы уровень жидкости в ней поддерживался на протяжении всей операции.

В зависимости от скорости и давления закачки, создаваемых насосными установками, они классифицируются по мощности (ННР). Действительное количество лошадиных сил, которое данный насосный агрегат может иметь зависит от его размера и технического состояния. Число насосных агрегатов,

необходимых для проведения определенного ГРП оценивается с помощью количества лошадиных сил каждого из них. Современные насосные установки способны создавать давления до 20000 psi и поддерживать его на протяжении длительного времени. Примеры насосных установок даны на рисунке 11.

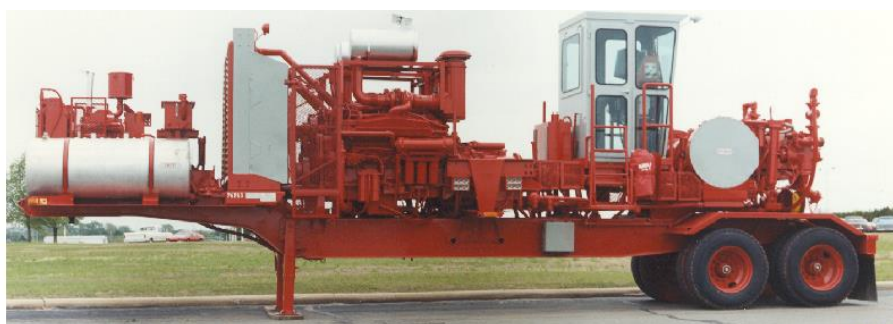


Рисунок 11 - Насосные установки

Так как насосные установки подвержены механическим неисправностям во время проведения ГРП (особенно при высоких давлениях или объемах закачки) необходимо иметь запасное оборудование, готовое заменить неисправное. При отказе насосы останавливаются, а для возмещения потерянной мощности с помощью дублирующего оборудования скорость

закачки увеличивается. Для операций по ГРП резервная мощность от 50% до 100% является обычной.

Так как большинство насосных агрегатов может создавать давление, превосходящее максимально допустимое, важно, чтобы предохранительные системы были исправны. Для этого могут быть использованы автоматические предохранительные клапаны, которые должны быть предварительно проверены. Современные насосные установки имеют электронные выключатели на случай превышения максимального давления (например, во время преждевременного экранирования трещины)

3 Специальная часть

3.1 Многостадийное ГРП

На данный момент многие месторождения Западной Сибири находятся на поздних стадиях разработки, что сопровождается постоянным снижением темпов добычи нефти и добывающего фонда скважин. В связи с этим на многопластовых месторождениях становится актуальным вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) путем проведения геологотехнических мероприятий (ГТМ). Традиционные методы не позволяют комплексно и эффективно решить задачу разработки ТриЗ.

Поэтому было предложено решить данную возникшую проблему путем увеличения зоны дренирования одной скважины за счет бурения горизонтального окончания с последующим проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП).

Технология проведения МГРП предусматривает спуск в скважину специальной компоновки (хвостовика), разобщающей горизонтальный ствол скважины на отдельные участки, на которых поочередно производится гидравлический разрыв пласта (ГРП).

На сегодняшний день широкое распространение на территории Западной Сибири получила технология МГРП с использованием разобщающих набухающих пакеров и специальных циркуляционных муфт.

Суть операции по МГРП в данном случае заключается в том, что в начальный момент спущенный хвостовик герметичен и нет сообщения внутрискважинного пространства с заколонным. При проведении ГРП в поток жидкости на стадии продавки направляются шары различного диаметра, начиная с самого малого, которые захватываются специальными седлами, приобращенными к циркуляционным муфтам. Каждый сброшенный шар, воздействуя на седло, позволяет изолировать предыдущий интервал и открыть циркуляционную муфту, чем достигается сообщение с пластом для проведения

следующей стадии МГРП. Очередность стадий устанавливается от забоя скважины.

Подбор оптимальной длины горизонтальной части и числа стадий ГРП производится на гидродинамической модели и зависит от ФЕС стимулируемого пласта. Основными руководящими параметрами при выборе интервалов установки пакеров и расположения циркуляционных муфт являлись:

- отсутствие увеличения радиуса скважины по данным кавернометрии в интервалах установки набухающих пакеров;
- равномерное распределение циркуляционных муфт по горизонтальному стволу для эффективного вовлечения в разработку всей зоны дренирования, охваченной данной скважиной, и исключение интерференционного эффекта;
- расположение циркуляционных муфт должно быть напротив участков с наилучшими ФЕС и равноудаленно от ближайших разобщающих пакеров.

Процесс подготовки, проведения и освоения скважины после МГРП имеет целый ряд важных особенностей в отличие от процедур, предусмотренных при реализации стандартной операции по ГРП.

3.1.1 Особенности внутрискважинного оборудования и процесса подготовки скважины к МГРП

Для проведения стандартного ГРП в скважину спускается колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) с пакером, устанавливаемым на расстоянии 10...50 м над интервалом перфорации стимулируемого пласта для предотвращения воздействия высокого давления на эксплуатационную колонну. Перед проведением МГРП предусмотрен спуск на колонне НКТ специального устройства – **стингера**, который герметично фиксируется в подвеске хвостовика многопакерной компоновки и таким образом исключает воздействие высокого давления в ходе проведения операции на основную эксплуатационную колонну (рисунок 12.)

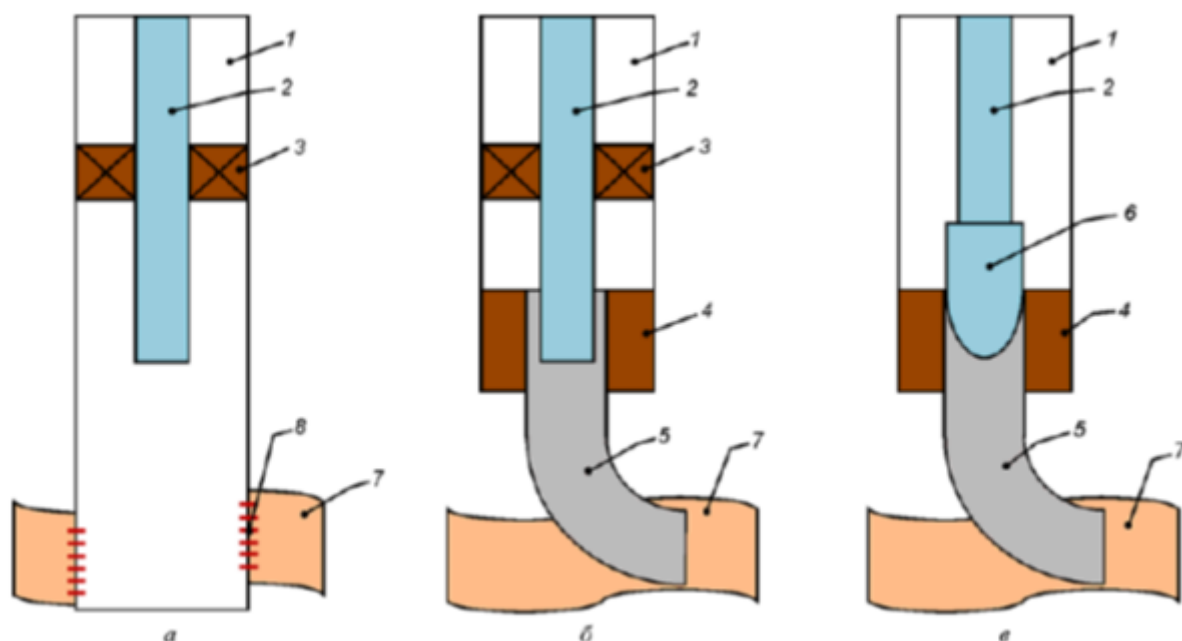


Рисунок 12 - Схема спуска подземного оборудования для проведения стандартного ГРП на наклонно-направленной скважине (а); стандартного ГРП на горизонтальной скважине (б); МГРП на горизонтальной скважине (в);

1. основная эксплуатационная колонна;
2. колонна НКТ;
3. пакер ГРП;
4. подвеска хвостовика;
5. хвостовик;
6. стингер;
7. пласт;
8. интервал перфорации;

3.1.2 Особенности процесса проведения МГРП

Технологически процесс МГРП отличается от процесса стандартного ГРП необходимостью планомерного сброса шаров в ходе выполнения операции по стимуляции. Данная процедура реализуется установкой дополнительно к основной линии высокого давления специальной вспомогательной линии для запуска шаров в скважину (рисунок 13).



Рисунок 13 - Вспомогательная линия для сброса шаров в линию

1 - устройство для запуска шара в линию; 2 - обратный клапан вспомогательной линии; 3 - задвижки вспомогательной линии; 4 - задвижка основной линии; 5 - обратный клапан основной линии; 6 - датчик давления основной линии;

Процедура сброса шара учитывается при разработке графика закачки ГРП. Для этого прокачанный объем в скважину от начала стадии продавки до момента запуска шара должен соответствовать объему недопродавки проппанта в пласт. Также во избежание автоматического отключения насосов рекомендуется за 2 м³ до конца стадии продавки снизить расход закачки до 1,5 м³/мин. Это позволяет снизить амплитуду скачка давления, возникающего при посадке шара в седло и открытии следующей циркуляционной муфты. Момент запуска шара сопровождается характерным металлическим звуком и фиксируется внешним наблюдателем на устье скважины. Шар должен запускаться в сшитую полимерную систему для снижения амплитуды колебания во время закачки под воздействием гравитационных сил, и только после этого допускается переход на линейную систему для завершения стадии продавки. После завершения стадии продавки без остановки закачки можно сразу начать нагнетательный тест следующей стадии МГРП через открывшуюся циркуляционную муфту.

В отличие от стандартных операций ГРП проведение МГРП не предусматривает применение проппанта со специальным покрытием (RCP),

которое спекается под действием температуры пласта и предотвращает вынос проппанта в ствол скважины после окончания операции. Данное технологическое решение связано с тем, что площадь сообщения горизонтального ствола скважины с пластом посредством циркуляционных муфт имеет незначительные размеры и применение проппанта RCP в данном случае считается нецелесообразным, так как несет дополнительные риски получения преждевременной остановки и усложняет процесс закачки.

Особенно внимательно следует подходить к проектированию дизайна для первой стадии МГРП. Данная операция проводится в самой удаленной точке от устья скважины и вследствие этого сопряжена с высокими потерями давления на трение в колонне НКТ, хвостовике и перфорированном фильтре, выполняющем роль первой циркуляционной муфты. Для снижения технологических рисков график закачки предусматривает сокращение максимальной концентрации проппанта (800...900 кг/м³) и более пологий темп набора данной концентрации относительно графиков закачки последующих стадий. Также при наличии высоких потерь давления в отверстиях перфорированного фильтра существует возможность применения проппантов мелких фракций (30/50 или 30/60) на этапе проведения мини-ГРП для решения данной проблемы.

Немаловажный момент имеет и организация замешивания линейного геля непосредственно на кустовой площадке. Система предварительного замеса в ёмкостях для работ крайне нежелательна, так как после проведения каждой стадии возникает необходимость проведения зачистки ёмкостей от остатков геля с предыдущей операции для предотвращения приготовления некачественной жидкости ГРП. Данная процедура требует определенного времени и затягивает выполнение операции по МГРП. Наиболее рациональным выбором в данном случае является применение гидратационной установки, используемой для замешивания линейного геля непосредственно во время закачки. Данное решение позволяет использовать ёмкости только для воды и не проводить их зачистку после каждой стадии МГРП.

3.1.3 Особенности процесса освоения после МГРП

Обычно при завершении стандартной операции ГРП производится форсированное закрытие трещины посредством проведения отработки скважины на ёмкость с расходом 50 л/мин. После проведения МГРП рекомендуется оставить скважину под давлением до полного распада геля. Данное время зависит от применяемой полимерной системы и, как правило, варьируется от 12 до 24 ч. Далее проводится отработка скважины на ёмкость, оборудованной на входе идущей со скважины линии приемной сеткой для улавливания шаров. В случае если скважина начинает фонтанировать, сброшенные шары могут быть выброшены на поверхность и зафиксированы в данной ловушке. Следует отметить, что шары могут оставаться в скважине даже при фонтанном способе эксплуатации, так как пластовой энергии недостаточно для их выброса на поверхность вместе с потоком пластовой жидкости.

В случае если пластового давления недостаточно для начала фонтанирования скважины, производится разбуhrивание шаров и посадочных сёдел с последующим освоением методом азотирования с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ).

Результат сравнительного анализа данных добычи показал, что эффективность проведенного МГРП на горизонтальной скважине выше в 2,5 раза, чем эффективность на наклонно направленной скважине с проведением стандартной операции по ГРП. Следует сделать вывод, что предложенная технология проведения МГРП на горизонтальных скважинах показала свою высокую технологическую и экономическую эффективность, тем самым открыв большие перспективы по вовлечению в разработку ТРИЗ и поддержанию темпов добычи нефти предприятия в целом.

3.1.4 Муфты ГРП активируемые шарами

Таблица 7 - Достоинства и недостатки муфт активируемые шарами

Достоинства	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> - Контроль за развитием трещины ГРП (точка инициации трещины, объем продавки); - Изоляция ранее стимулированных зон; - Механическая надежность при соблюдении регламентов, правил и лучших инженерных практик; - Потенциальная возможность изоляции обводненных интервалов закрытием портов. 	<ul style="list-style-type: none"> - Сложность компоновки; - Сложность проведения заканчивания скважины; - Риск недостаточной герметичности установленных пакеров (перетоки между зонами); - Количество портов ограничено внутренним диаметром хвостовика обсадной колонны, размерами седел и последовательностью шаров с увеличивающимися размерами; - Риск развития многотрещинности; - Риск прорыва трещин между секциями (*); - Сложность нормализации забоя скважины; - Человеческий фактор, инженерные ошибки (подбор оборудования, сброс шаров) - Высокая стоимость оборудования.

1. Риск применения разбухающих / гидравлических пакеров

- Недостаточное разбухания пакеров компоновок с разрывными муфтами ГРП (Риск перетоков жидкости ГРП между секциями, неконтролируемых утечек и СТОПов в процессе ГРП);

2. Соответствие диаметров шаров и посадочных седел (человеческий фактор при монтаже на устье скважины)

- установка муфты ГРП с большим проходным диаметром при запланированном спуске шара меньшего диаметра (Риск: перепродавка проппанта в пласт, понижение проводимости трещины ГРП);

3. Правильная последовательность шаров (человеческий фактор при проведении ГРП) необходим постоянный контроль;

4. Своевременный сброс шара (короткий интервал времени на операцию, человеческий фактор при проведении ГРП) риски проведения ГРП на следующей муфте;

5. Инициация трещины через циркуляционные отверстия, не предназначенные для ГРП

6. ГРП с маркированным пропантом ч/з циркуляционное отверстие, не предназначенное для ГРП;
 - Повышенные потери давления → «СТОП»,
7. Закрытие портов при росте обводненности продукции из трещины ;
8. Используемое оборудование не предназначено для закрытия портов при росте обводненности;
9. Отсутствие опыта проведения работ по закрытию портов;
10. Ожидаемая высокая стоимость работ при отсутствии гарантированного результата;
11. Разбуривание шаров койл-тьюбингом:
 - Риски:
 - удлинение периода освоения скважины;
 - уменьшение проводимости трещины;
 - уменьшение ожидаемых дебитов нефти;
 - вероятные осложнения при КРС, геофизических исследованиях и др;
12. Срыв стингеров (уплотнительных узлов) после ГРП
 - Риски прихвата оборудования.
13. Деформация хвостовика (оборудования компоновки заканчивания)
 - Вероятный риск деформации оборудования при распространении трещины вдоль ствола скважины и «прорыве трещины за пакер» в интервал соседних секций.
14. Использование композитных и/или алюминиевых шаров
 - Вероятное решение проблемы разбуривания;
 - Технология прошла полевые испытания;
15. Воздействие кислот на оборудование, компоновки заканчивания скважины, трещину ГРП и породы пласта;
16. Неполное разложение / растворение материалов шаров;

3.2 Технология МГРП скважина Б-1 Цветного месторождение

В качестве базовой технологии многостадийного ГРП в ГС на Цветном месторождении была выбрана одна из технологий спуска многосекционной компоновки с портами (муфтами) для закачки проппанта, разделенными в затрубном пространстве пакерами.

Эта технология позволяет производить МГРП в необсаженном стволе горизонтального участка. Сроки выполнения работ в зависимости от дизайна ГРП могут составлять от нескольких суток до нескольких часов. Возможность селективного управления открытием портов позволяет изолировать обводненные интервалы, увеличивая длительность безводного периода эксплуатации скважины. Конструкция скважины Б1 показана на рисунке 15.

МГРП. Закачка по экспл. колонне 177,8мм объём проппанта 60тн:

1. Мини ГРП, V жидкости = 70м^3 .
2. Проппантная стадия для прочистки перфорационных отверстий - 1тн проппанта, концентрация 30кг/м^3 , V жидкости = 50м^3 .
3. Подушка, V жидкости = 105м^3 .
4. Проппантная стадия на водной основе – проппант 40/70 - 19тн, концентрация $60\text{-}90\text{кг/м}^3$, проппант 30/50 – 5тн, концентрация 90кг/м^3 , V жидкости = 230м^3 .
5. Стадия промывки – прокачка жидкости ГРП на водной основе, V жидкости = 75м^3 .
6. Проппантная стадия на водной основе –проппант 30/50 – 17тн, концентрация $60\text{-}90\text{кг/м}^3$, V жидкости = 210м^3 .
7. Стадия промывки – прокачка жидкости ГРП на водной основе, V жидкости = 75м^3 .
8. Проппантная стадия на водной основе –проппант 30/50 – 18тн, концентрация $60\text{-}120\text{кг/м}^3$, V жидкости = 200м^3 .
9. Продавка.

Закачено всего:

- Проппанта – 540 т
- Жидкости ГРП – 12 215 м³

В скважину был опущен специальный хвостовик, который показан на рисунке 14.

Схема спец.хвостовика:

1. Труба хвостовика 114 мм.
2. Разбухающие пакера (расстояние ~70-100м)
3. Отсечение секций с помощью композитных пробок.

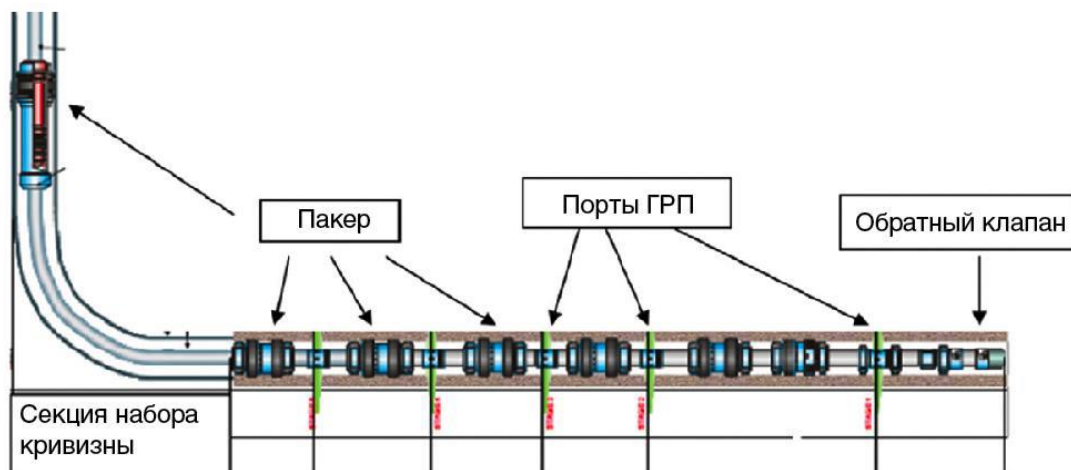


Рисунок 14 – Конструкция хвостовика

После проведения всех стадий ГРП было произведено пробуривания пробок (шаров), с использованием ГНКТ (Гибкие насосно-компрессорные трубы).

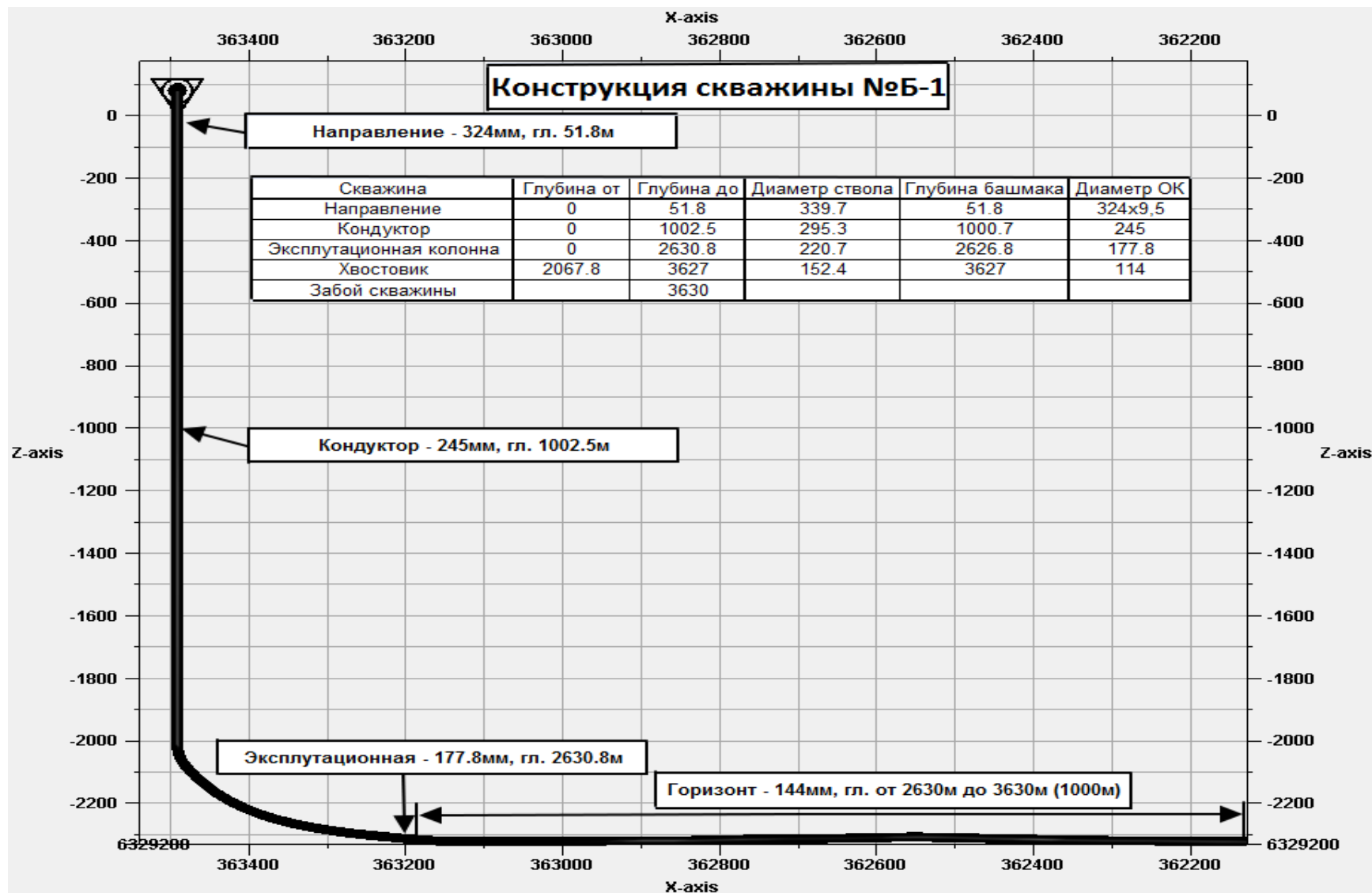


Рисунок 15 – Конструкция скважины Б1

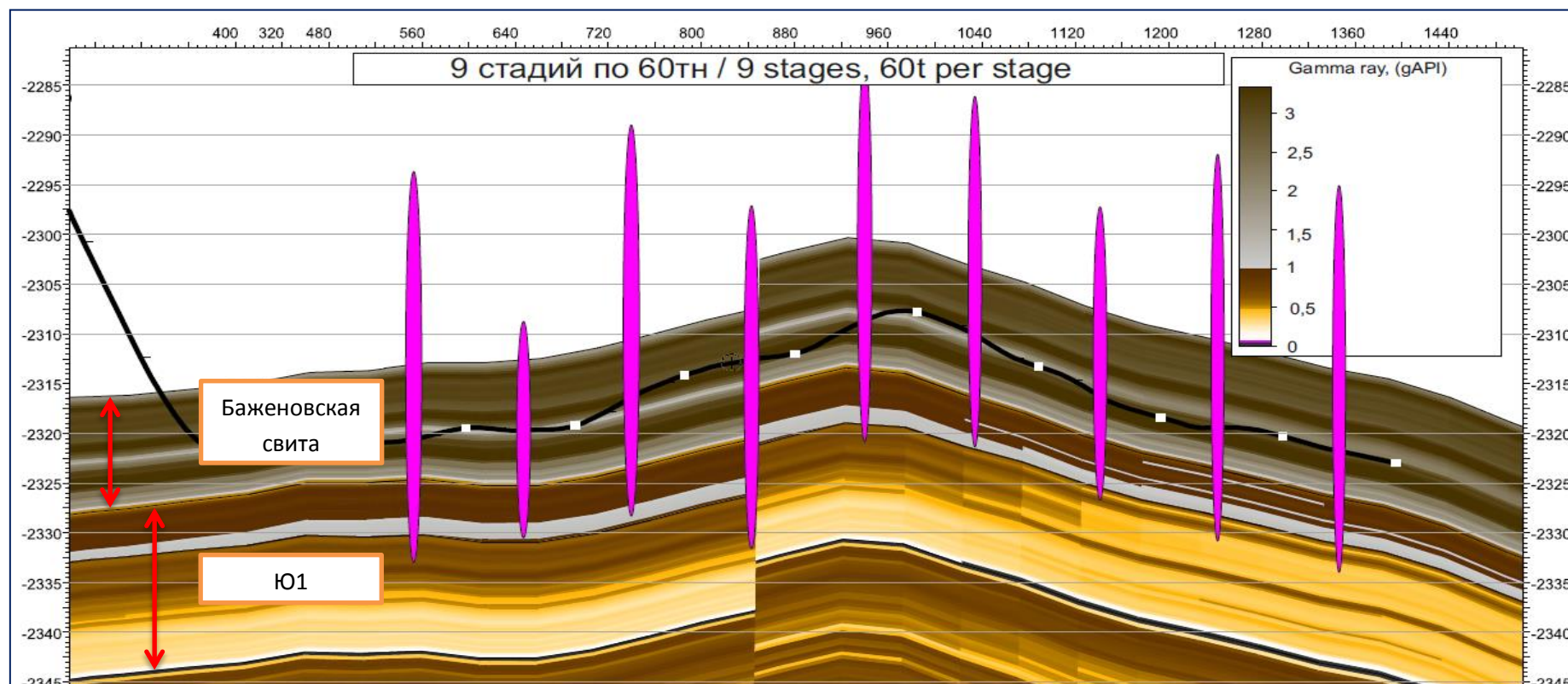


Рисунок 16 – Геологический разрез и стадии МГРП.

Мощность баженовской свиты составляет 13 метров и она находится на глубине 2300-2335, разрез показан на рисунке 16.

После вывода скважины в работу было произведен спуск установки ЭЦН 5А-200 (смертинк)

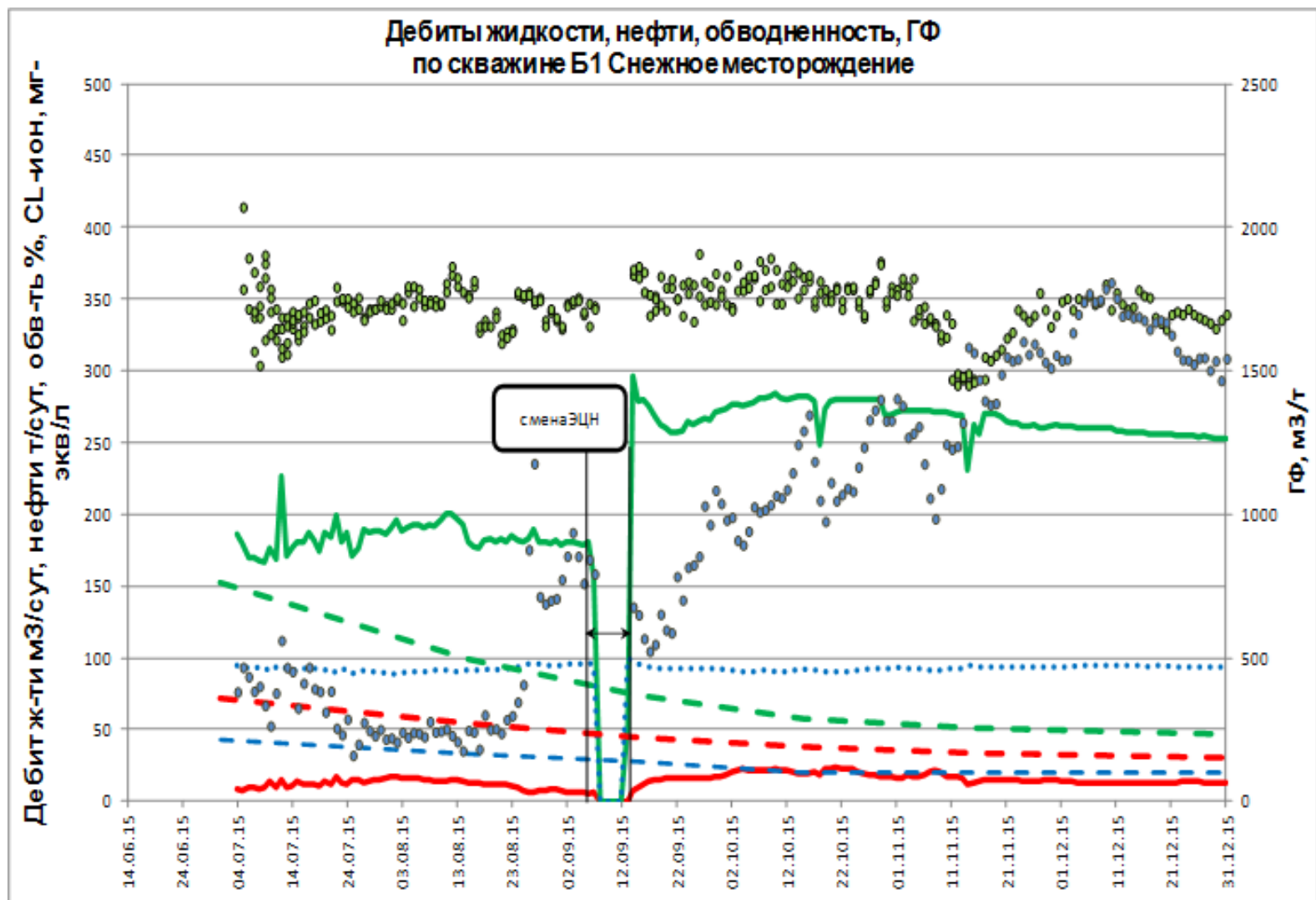


Рисунок 17 – Дебиты жидкости, нефти, обводненность, ГФ по скважине Б1

Дебит нефти (т/сут)	
Дебит нефти план (т/сут)	
Дебит газа (м ³ /сут)	
Дебит газа план (м ³ /сут)	
Обводненность	
Обводненность план	
Содержание хлора	
Газовый фактор м ³ /т)	

В сентябре была произведена замена ЭЦН на более мощный ЭЦН 5А-250

Скважина запущена в работу 04.07.2015 г. Максимальный дебит нефти достигал 22 т/сут при 90% обводненности. На 01.01.2016 обводненность 94%, ГФ – 1635 м³/т.

На 01.01.2016 г :

Накопленный отбор жидкости:

план – 16,8 тыс. м³,

факт – 41,3 тыс. м³.

Накопленный отбор нефти:

план – 9,9 тыс. т,

факт - 2,6 тыс. т

ГФ :

план – 274м³/т,

факт – 1635м³/т

По фактическим значениям обводненность скважины составила 90 %

По заключению СНИИГИМС, 85% это вода с пластов Б₈₋₁₂ и 15% воды Юрского водоносного комплекса. Возможное обводнение скважины - заколонный переток из пластов Б₈₋₁₂., направление обводненности показаны на рисунке18.

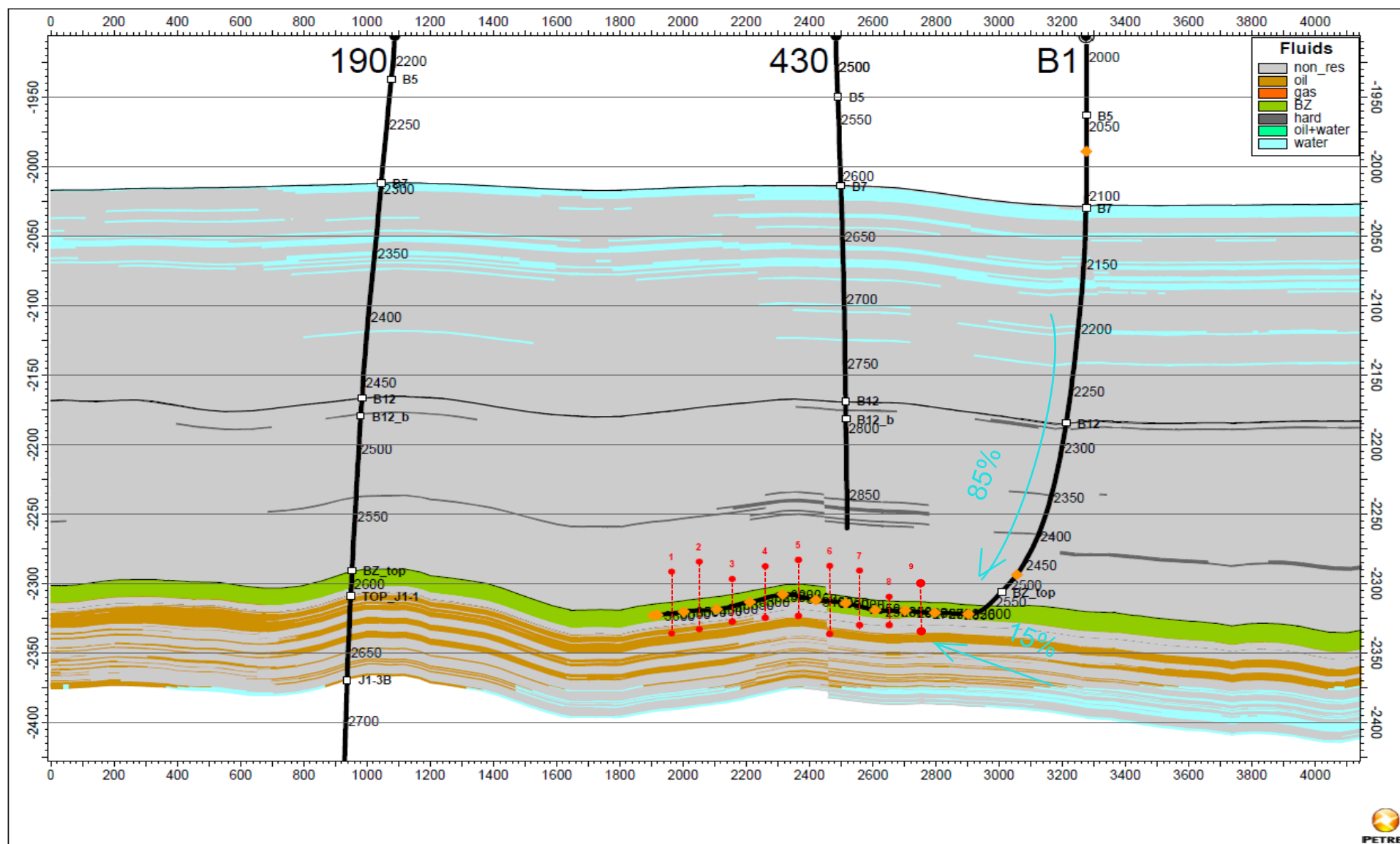


Рисунок 18 – Возможные направления обводненности

4 Безопасность и экологичность

Многостадийный гидравлический разрыв пласта – это трудоемкий, сложный и опасный процесс, требующий строгого соблюдения техники безопасности. Работы по обеспечению безопасности подготовки, проведения гидравлического разрыва пласта должны выполняться в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Технология проведения МГРП предусматривает спуск в скважину специальной компоновки (хвостовика), разобщающей горизонтальный ствол скважины на отдельные участки, на которых поочередно производится гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Схема расстановки оборудования при проведении ГРП представлена на рисунке 5.

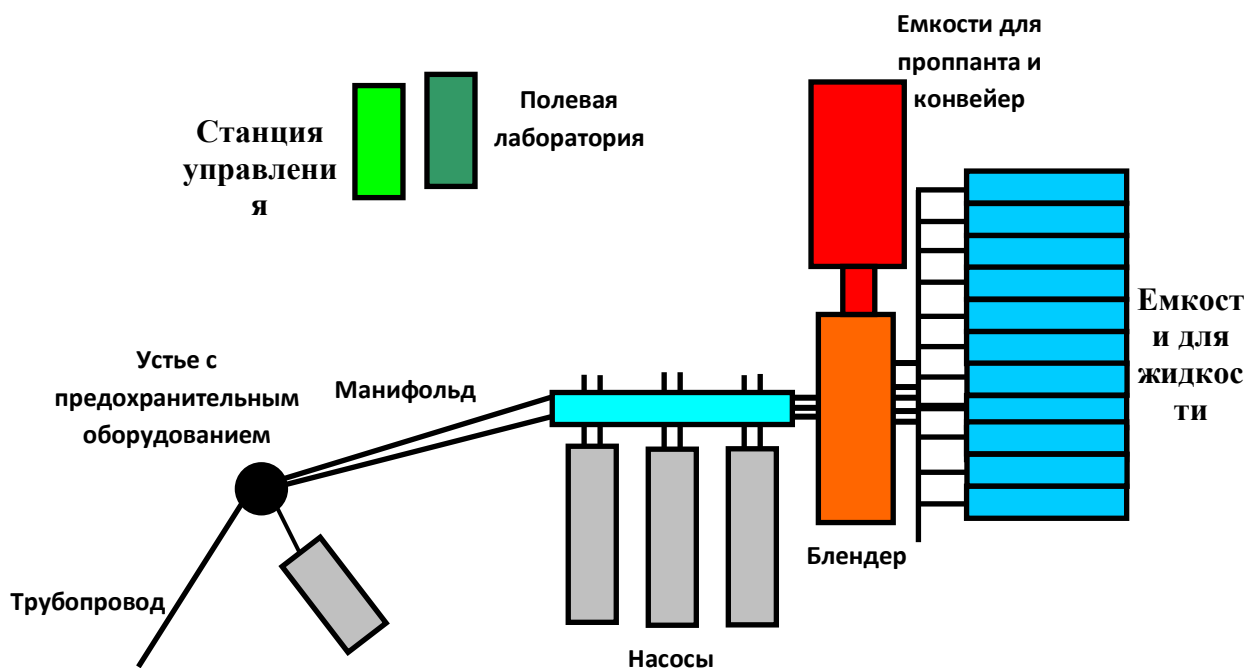


Рисунок 19 - Схема расстановки оборудования при проведении ГРП

Все работы выполняются на открытой производственной площадке круглосуточно, в две смены, в течение 7-14 дней.

Основными функциями оператора по гидравлическому разрыву пласта являются: ведение процесса гидроразрыва пласта и гидropескоструйной перфорации; подготовка оборудования к проведению гидроразрыва; сборка, разборка линий высокого давления; замер и регулирование подачи закачиваемой жидкости; обслуживание и производство профилактического ремонта приборов и оборудования.

На оператора по гидравлическому разрыву пласта при проведении работ действуют опасные и вредные производственные факторы (Таблица 8). [8]

Таблица 8 – Опасные и вредные производственные факторы

Факторы	Воздействия
Шум	При МГРП, шумы превосходит санитарные нормы на 15-17 дБ. Происходит: а) утомление слуха; б) шумовая травма; в) посредственная тугоухость.
Физические факторы	1.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 2.Повышенная или пониженная температура воздуха; 3.Повышенная или пониженная влажность воздуха. 4.Опасный уровень напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 5. Движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; 6.Недостаток естественного света.
Химические факторы	1.Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Вредные химические факторы, действующие через дыхательные пути. (К ним относят влияние химических веществ общетоксического и раздражающего действия.); 3.Химические факторы, действующие через кожный покров.
Биологические факторы	1. Бактерии и вирусы; 2. Кровососущие насекомые и укусы животных.
Психофизиологические	1. Физические перегрузки (статические нагрузки, динамические нагрузки); 2. Нервно эмоциональные нагрузки (переутомление, зрительные, слуховые, и т.д.), монотонность труда.

По основному виду экономической деятельности установлен II класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе

обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,3 % к начисленной оплате труда. [9]

На промышленном участке возможны аварийные ситуации: аварийные разливы нефти (загрязнение окружающей среды); аварийные разливы воды (загрязнение и разрушение окружающей среды); пожар.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Производственный участок находится на открытом пространстве. Работы ведутся 24 часа, перерывы делаются, когда заканчивают одну стадию, и начинают вести подготовительные работы к следующей.

Территория Цветного месторождения, которое находится в Томской области, представляет собой плоскую, заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину. Абсолютные отметки высот варьируют от 82 м в северо-восточной до 54,5 м. в юго-западной части месторождения. Относительные превышения – 25,9 м.

Климат резко континентальный с суровой, длительной зимой и коротким жарким летом. Среднесуточная температура зимой от -15°C до -40°C , летом – до $+35^{\circ}\text{C}$. Снежный покров достигает 1-1,5 м. Озера, реки и болота промерзают во второй половине декабря. Реки вскрываются в первой половине мая. Обозначение климатического региона пояса Ib (IV) (-41°C ; 1,3 м/с). [9]

Для работающих предусмотрены места для обогрева, вагон-бытовка с отоплением и горячей водой, помещения должны быть хорошо утеплены, и пригодны для пребывания. В обеденный перерыв работники обеспечиваются горячим питанием.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Все мероприятия по МГРП проводятся на кустовой площадке, высота оборудования не превышает 10-12 м (высота блендера).

Размещение сооружений, оборудования и других объектов должно обеспечивать соблюдение действующих санитарных правил и гигиенических нормативов по условиям труда, качеству атмосферного воздуха, воде, почве, а также уровней воздействия физических факторов.

Помещение для отдыха работающих имеет площадь 8 м², при нормативных показателях на одного человека 1 м², помещение рассчитано на 8 человек. [9]

При размещении технологического, энергетического, санитарно-технического оборудования на открытых площадках предусматриваются машины с кабинами для размещения пультов управления, а также помещения для обогрева работающих.

Микроклимат на площадке отличается большой влажностью воздуха, высоким уровнем шума, повышенной температурой и яркой освещенностью. Нормированный уровень шума – 50 дБ, при МГРП он составляет 65-70 дБ. [10]

Уровень вибраций на производственном участке может составлять от 0 до 80 Гц. [11]

Уровень вибраций при МГРП входит в диапазон данных частот.

Механическая вентиляция предусматривается для помещений и отдельных участков, в которых нормируемые микроклиматические параметры и содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не могут быть обеспечены естественной вентиляцией, а также для помещений и зон без естественного проветривания.

Подачу приточного воздуха в вентилируемые помещения при естественной вентиляции следует предусматривать в теплый период года на уровне не более 1,8 м и в холодный период года - не ниже 4 м от пола до низа вентиляционных проемов.

Для работающих предусматриваются СИЗ, защищающие их от вредности производственных объектов.

Для контроля воздушной среды на производственном объекте предусмотрены датчики загазованности, звука, задымленности, манометры и т.д.

4.4. Обеспечение безопасности технологического процесса

В процессе МГРП используют химические вещества, гели, загустители, проппант, химические примеси и т.д. Проппант привозят на МГРП в мешках и перемешивают в блендерах, при перемешивании он может просыпаться и попасть на землю.

Так же в процессе смешивания добавляют различные гели, химические примеси, которые могут попасть в воздушную среду или на почву, что может привести к несчастным случаям. В основу геля входит поликислота, которая является эмульгированной (кислота как непрерывная фаза), содержащей 60-70% дизеля и 30-40% кислоты. Так же могут произойти разливы нефти и масел.

Класс опасности проппанта, масел и кислот – III класс. [12]

ПДК опасных веществ: алкены – 100 мг/м³; диоксид азота – 2 мг/м³; углеводороды – 300 мг/м³; сероводород – 10 мг/м³; соединение сероводорода и углеводорода – 3 мг/м³. [12]

По технике безопасности предусматривается, что работник имеет при себе и использует СГГ (счет горючих газов), и перед началом любых работ, должен произвести замер воздушной среды в трех положениях: голова, грудь, колени.

На производственном объекте установлены счетчики, которые фиксируют уровень вредных веществ в воздушной среде.

При МГРП используются сети низких напряжений (220 – 660 В); средних напряжений (6 – 35 кВ); высоких напряжений (110 – 220 кВ); сверхвысоких

напряжений (330 – 750 кВ); ультравысоких напряжений (более 1000 кВ), а также приборы, которые рассчитаны на сети средних напряжений.

Заземление всех установок, работающих под напряжением, производится заземлением, выполненным в виде провода, идущего от электроустановки до металлического стержня, который устанавливают и вкапывают в землю на глубину 0,5 м.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Категория производственного объекта и помещений, в которых осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28 °С относится к категории Б.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- неосторожное обращение с огнем;
- неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- нарушение режимов технологических процессов;
- неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
- невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61° С, 5 мг/м³);
- бензин (температура вспышки до 61° С, ПДК 300 мг/м³);
- масла (температура вспышки > 61° С, ПДК 5 мг/м³);
- мазут (нефть) (температура вспышки > 61° С, ПДК 10 мг/м³);
- газы (температура вспышки до 61° С, ПДК 300 мг/м³). [14]

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности. [13]

Взрывоопасная зона проведения МГРП относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. [14]

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т.д). [15]

К противопожарному инвентарю относят бочки с водой, ящики с песком, ломы, топоры, лопаты, багры, ведра и другие приспособления. Противопожарный инвентарь окрашивают в красный цвет. Ящики с песком должны рассчитываться на хранение 0,5 м³ песка, а на складах горючих жидкостей - до 1 м³.

Комплект первичных средств тушения пожара собирают на щитах, которые вывешивают на видных и легкодоступных местах.

При проведении МГРП используют ручные пожарные извещатели, они должны быть расположено в близости от зон наблюдения, и зон возможных пожаров; газовые в непосредственной близости от возможных проявлений газа, и тепловые

4.6. Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При проведении ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спуско-подъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА).

Основные поражающие факторы ЧС на производственном объекте: воздушная взрывчатая волна, температура, ионизирующее излучение, сильнодействующие ядовитые вещества, бактериальные агенты, аэрогидродинамический фактор, психоэмоциональное воздействие.

Возможные чрезвычайные ситуации на объекте по масштабу возможных последствий относятся к локальным, это может быть взрыв, выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом воды для ГРП.

МГРП проводится на кусте, где находится оборудование для ГРП.

Вид опасности объекта – взрывопожарный, класс IV. [15]

Категория объекта по ГО – 1. [16]

Процесс добычи нефти и газа является непрерывным технологическим процессом.

Численность работающих при МГРП варьируется от 30 до 50 человек, в смену работает в среднем 10 человек.

Каждый работающий обеспечен средствами индивидуальной защиты и медицинской аптечкой, кроме того, на кусте есть медицинские работники.

На кусте скважины имеются вторичные факторы для ЧС, это химические реагенты, мешки с пропантом, и цистерны с кислотой и гелем.

Каждый объект на МГРП обеспечен коммуникациями электроснабжения и связи, сетями водо-, газо- и теплоснабжения.

На кусте имеется водозаборная скважина, которая выкачивает воду из пласта и ее подают в бассейн для ГРП, а питьевую воду привозят с месторождения.

4.7. Экологическая безопасность

Окружающая среда при гидравлическом разрыве пласта может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса или же разлиты из-за небрежного обращения. В подготовительно-заключительный период из-за нарушений режимов глушения скважины или процесса освоения её возможны выбросы скважинной жидкости вплоть до неуправляемого фонтанирования.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинён агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования.

Используемые для контроля гидроразрыва радиоактивные изотопы могут оказаться источником заражения окружающей среды при небрежном обращении с ампулами и контейнерами или активированными материалами.

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

- остатки жидкостей гидроразрыва из ёмкостей агрегатов и автоцистерн должны сливаться в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную ёмкость. Сливать их на землю запрещается.

- все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ должны быть собраны и утилизированы либо сожжены, если утилизация невозможна.

- в случае, если возникло не управляемое фонтанирование, необходимо срочно соорудить земляной вал для ограничения возможности растекания пластового флюида по большой территории.

- территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами должна быть ограждена земляным валом и благоустроена.

- примыкающая к скважине территория в случае причинения ущерба при подъездах и т. д. должна быть рекультивирована для сельскохозяйственного или иного пользования.

- активированные изотопные материалы нельзя использовать в скважинах, если нет уверенности в надёжном разобщении интервала гидроразрыва от горизонтов артезианских и целебных вод, а также от пластов, имеющих сообщение с дневной поверхностью поблизости от скважин.

- зернистые материалы и активированные жидкости не должны попадать на дневную поверхность.

- по окончании работы территорию скважины необходимо проверить и убедиться в отсутствии опасных концентраций веществ.

- остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки ёмкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, следует разбавить водой до безопасной концентрации и захоронить в специально отведённом месте.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время, когда почти истощены легкодоступные запасы углеводородов, технология ГРП приходится как нельзя кстати. Трудноизвлекаемую нефть теперь можно добыть из аномально низкопродуктивных пластов, путем увеличения площади фильтрации пласта. Добывать нефть из подобных пластов очень тяжело и ГРП облегчает эту работу.

Не смотря на дороговизну операции, ее применяют повсеместно. Срок окупаемости, в зависимости от месторождения и прочих факторов, может быть невелик. Но для обеспечения большей выработки месторождения и для обеспечения больших дебитов, необходимо шире вводить горизонтальные скважины с МГРП.

Горизонтальные скважины с МГРП стоят дороже, но срок окупаемости у них почти такой, же как и у скважин с обычным ГРП. Тем самым можно рекомендовать эту технологию. горизонтальные скважины с МГРП в итоге дают дебиты в разы превышающие дебиты после простого ГРП, и эффект от операции наблюдается еще долгое время. Плюс ко всему горизонтальные скважины с МГРП включает в работу большую часть пласта нежели простой ГРП, тем самым обеспечивая более полную выработку месторождения. К сожалению, к этой технологии относятся пока с опаской, но отечественные добывающие компании уже пытаются внедрять данные технологии на своих лицензионных участках, как произошло на месторождение Цветное, пусть и не в промышленном масштабе, а в качестве опытов. Скоро горизонтальные скважины с МГРП будет использоваться повсеместно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. БД по месторождению «Цветное» Томск - 2009 – 171с.
2. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта – Москва – Недра-1986 г. – 165 с.
3. Alfred R. Jennings, Jr. P.E.Enhanced Well Stimulation, Inc. Применение гидравлического разрыва пласта - OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications, Alfred R. Jennings, Jr. PE Enhanced Well Stimulation, Inc. 2003. - 168 с.
4. А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.А. Казаненков, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, Е.В. Пономарева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян Статья : Баженовская свита – Главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России. – 2014 г. – 8 с.
5. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта – Москва : Недра-Бизнесцентр, 1999. - 212 с
6. А.Н. Шорохов, М.А. Азаматов, А.А. Артамонов Основные особенности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах – Москва: Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности – 2013г. - 5 с.
7. Михаил И. Самойлов Практика многостадийных ГРП в ТНК-ВР – Москва – 2013г. – 31с.
8. ГОСТ 12.0.003 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» – Введен 1.01.1976 – Москва: Стандартинформ – 1976г. – 16 с.
9. Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие/Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.

10. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введен 31.10.1996. – Москва :МинздравРоссии, 1996. – 8 с.

11. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – Введен 31.10.1996. – Москва: МинздравРоссии, 1996. – 20 с.

12. ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 12 с.

13. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – Введен 28.11.1985. – Москва: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. – 153 с.

14. ГОСТ 12.1.002-84 "Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам , 1986. – 8 с.

15. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введен 05.01.2009. – Москва: ВНИИПО МЧС России, 2008. – 37 с.

16. ГОСТ Р 55201-2012 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства» - Введен 01.07.2013 – Москва: (ФГБУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ) – 92 с.